

DER AUFBAU DER WASSERSTOFF- WIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Herausforderungen und Lösungsansätze

DER AUFBAU DER WASSERSTOFF- WIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND

Herausforderungen und Lösungsansätze

Erstellt im Juli 2021 für



vom

Handelsblatt Research Institute

PD Dr. Jörg Lichter

Handelsblatt
RESEARCH INSTITUTE

Inhalt

Vorwort Prof. Dr. Dr. h. c. Bert Rürup	8
Vorwort UNIPER	9
Executive Summary	10
Einleitung	11
1 Ziele und Status quo der Klimaschutzpolitik	13
2 Wasserstoffwirtschaft und Nationale Wasserstoffstrategie	16
2.1. Wasserstoffwirtschaft	16
2.2. Nationale Wasserstoffstrategie	19
3 Herausforderungen	22
3.1. Produktion/Technologie	22
3.1.1. Grüner Wasserstoff und Erneuerbare Energien	22
3.1.2. Blauer Wasserstoff und CO ₂ -Speicher	28
3.1.3. Türkiser Wasserstoff und fester Kohlenstoff	30
3.2. Transportinfrastruktur und Speicher	31
3.3. Aufbau der industriellen Wertschöpfungskette	35
3.4. Ökonomie der Wasserstoffproduktion	38
3.4.1. Inlandsproduktion von Wasserstoff	38
3.4.2. Auslandsproduktion von Wasserstoff	42
3.4.3. Wettbewerbsfähigkeit von Grünem Wasserstoff	47
3.5. Gesellschaftliche Akzeptanz	51
3.5.1. Klimaschutz- und Energiepolitik	51
3.5.2. Grüner Wasserstoff	53
3.5.3. Blauer Wasserstoff	56
3.5.4. Zahlungsbereitschaft	58
4 Lösungsansätze	62
4.1. Inlandsproduktion	62
4.2. Auslandsproduktion	66
4.3. Transportinfrastruktur	67
4.4. Industrielle Wertschöpfungsketten	68
5 Fazit	72
Verwendete Quellen und Literatur	74
Rechtlicher Hinweis	79

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Weltklimas in Abhängigkeit von den Treibhausgasemissionen.....	13
Abbildung 2: Globale CO ₂ -Emissionen 1960 bis 2019.....	13
Abbildung 3: CO ₂ -Emissionspfad, der mit den Pariser Klimaabkommen kompatibel ist.....	14
Abbildung 4: Treibhausgasemissionen: Tatsächliche Entwicklung und Ziel.....	14
Abbildung 5: Treibhausgasemissionen nach Sektoren.....	15
Abbildung 6: Zulässige Emissionshöchstmenge nach Sektoren 2030.....	16
Abbildung 7: Schematische Darstellung der Sektorenkopplung.....	18
Abbildung 8: Installierte Onshore-Windkraft.....	24
Abbildung 9: Installierte Offshore-Windkraft.....	25
Abbildung 10: Installierte Photovoltaik-Kapazität.....	26
Abbildung 11: Visionäres Wasserstoffnetz.....	33
Abbildung 12: Kostenvergleich Stahlproduktion in Deutschland.....	38
Abbildung 13: Gestehungskosten für Gruenen Wasserstoff in Deutschland 2030.....	40
Abbildung 14: Gestehungskosten für Gruenen Wasserstoff in Deutschland 2050.....	41
Abbildung 15: Importpreise für im Ausland erzeugten Gruenen Wasserstoff 2030.....	42
Abbildung 16: Importpreise für im Ausland erzeugten Gruenen Wasserstoff 2050.....	43
Abbildung 17: Importstruktur für Gruenen Wasserstoff 2050.....	46
Abbildung 18: Wettbewerbsparameter der Wasserstoffwirtschaft.....	47
Abbildung 19: CO ₂ -Zertifikat-Preis.....	49
Abbildung 20: Kostenvergleich Wasserstoff.....	50
Abbildung 21: Gesellschaftliche Akzeptanz der Klimaschutz- und Energiepläne.....	52
Abbildung 22: Gesellschaftliche Akzeptanz der Wasserstoffwirtschaft.....	52
Abbildung 23: Gesellschaftliche Akzeptanz von Gruem Wasserstoff.....	53
Abbildung 24: Gesellschaftliche Akzeptanz von Elektrolyseuren.....	53
Abbildung 25: Gesellschaftliche Akzeptanz von Elektrolyseuren in Kostenlandern.....	54
Abbildung 26: Gesellschaftliche Akzeptanz von Windkraftanlagen.....	55
Abbildung 27: Gesellschaftliche Akzeptanz von Windkraftanlagen in den Kostenlandern.....	55
Abbildung 28: Gesellschaftliche Akzeptanz von Blauem Wasserstoff.....	57
Abbildung 29: Gesellschaftliche Akzeptanz von CO ₂ -Speichern.....	57
Abbildung 30: Gesellschaftliche Akzeptanz des Imports von Blauem Wasserstoff.....	58
Abbildung 31: Zahlungsbereitschaft für klimaneutralen Stahl.....	59
Abbildung 32: Zahlungsbereitschaft für klimaneutralen Treibstoff.....	60
Abbildung 33: Zahlungsbereitschaft für klimaneutrale Wärme.....	61

Vorwort Prof. Dr. Dr. h. c. Bert Rürup

Mit seiner Entscheidung vom 24. März 2021 hat das Bundesverfassungsgericht das Ambitionsniveau der deutschen Klimaschutz- und Energiepolitik deutlich angehoben. Wurde 2019 zunächst das politische Ziel formuliert, in Deutschland bis zur Mitte des Jahrhunderts faktisch keine Treibhausgase mehr zu emittieren, so soll nun die Klimaneutralität bereits im Jahr 2045 erreicht werden.

Die Verschärfung der Ziele ist freilich keine Gewähr für einen Erfolg. Notwendig sind nicht erst jetzt konkrete Maßnahmen und tragfähige Konzepte, mit den diese zügige Reduktion der CO₂-Emissionen erreicht werden können – unter der möglichst strikten Nebenbedingung, weder die Leistungsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland noch den sozialen Frieden im Land zu gefährden.

Eine wichtige Rolle kommt dabei dem Aufbau einer einheimischen Wasserstoffwirtschaft zu. Denn mit der Elektrifizierung der Volkswirtschaft auf der Basis Erneuerbarer Energien allein kann keine klimaneutrale Transformation gelingen. Denn es gibt Anwendungsbereiche fossiler Energieträger und Rohstoffe, die sich einer Elektrifizierung entziehen, insbesondere in der Industrie. CO₂-freier Wasserstoff, der in Elektrolyseuren mithilfe von regenerativ erzeugtem Strom produziert wird, soll perspektivisch diese Rolle als Energieträger und Rohstoff einnehmen.

Die Hürden beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind hoch, allerdings nicht unüberwindbar. Die vorliegende Untersuchung des Handelsblatt Research Institute macht deutlich, wo es noch Engpässe gibt, die die Entwicklung zumindest bremsen können. Zu nennen ist hier beispielhaft der komplementäre Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Onshore-Windkraft. Darüber hinaus zeigt die Studie Optionen für die deutsche Industrie auf, die mit der Wasserstoffwirtschaft verbunden sind. Gleichzeitig werden Lösungsansätze aufgezeigt, die geeignet sind, den angestrebten Aufbau der Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen.

Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es, Impulse in der keineswegs abgeschlossenen Diskussion über die Ziele und Maßnahmen der deutschen Klimaschutz- und Energiepolitik zu geben. Deshalb wünsche ich dem Text viele gleichermaßen aufmerksame wie kritische Leserinnen und Leser.

Vorwort UNIPER

Wasserstoffwirtschaft hochfahren, Energiewende beschleunigen

Der Umbau unserer Gesellschaft zu einer CO₂-neutralen Wirtschaftsweise ist das entscheidende Zukunftsthema, das die politische Agenda in den nächsten Jahren bestimmen wird. Quer durch politische Parteien und gesellschaftliche Interessensgruppen wird nicht mehr debattiert, ob die Energiewende erforderlich ist, sondern, wie die Energiewende bestmöglich realisiert werden kann.

Eines ist bei den zurecht ambitionierten Dekarbonisierungszielen schon heute klar: Der Hochlauf von erneuerbarer Energie aus Wind und Sonne allein wird nicht schnell genug erfolgen, um den Wegfall der fossilen Energieträger kurzfristig kompensieren und den steigenden Strombedarf unserer Gesellschaft decken zu können. Aus Sicht von Uniper ist daher ein beherzter und technologieoffener Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft entscheidend für ein Gelingen der Energiewende.

Denn Wasserstoff ist ein hervorragender Energieträger. Er ist leicht zu speichern und in großen Mengen zu transportieren. Er ermöglicht die Dekarbonisierung von Industrie und von nur schwer zu elektrifizierenden Anwendungen. Wasserstoff bietet die CO₂-freie Lösung, um den erneuerbaren Strom aus den Küstenregionen und aus Offshore-Windparks ins Landesinnere zu transportieren – dorthin, wo er sektorübergreifend gebraucht wird. Uniper setzt auf grünen Wasserstoff. Wir plädieren jedoch für Technologieoffenheit und halten auch blauen und türkisen Wasserstoff auf dem Weg zu einer CO₂-neutralen Wirtschaftsweise für unverzichtbar.

Die vorliegende Studie des Handelsblatt Research Institute zeigt Wege auf, wie der Einstieg in eine internationale Wasserstoffwirtschaft konkret gelingen kann. Sie versteht sich als konstruktiver Debattenbeitrag für Technologieoffenheit und dem Weg zu einer dekarbonisierten Energiewelt. Wir als Uniper sind überzeugt davon, dass die Dekarbonisierung unserer Wirtschaft eine Erfolgsgeschichte werden kann, wenn die Politik klare regulatorische Rahmenbedingungen schafft, die Klimaschutz und Versorgungssicherheit gewährleisten. Wir wünschen der vorliegenden Publikation viele Leserinnen und Leser und werden am Gelingen der Energiewende und dem Hochlauf einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft auch künftig aktiv mitarbeiten.

David Bryson, Chief Operating Officer Uniper SE

Executive Summary

Große Hoffnungen in der Klimaschutzpolitik ruhen auf dem Aufbau einer einheimischen Wasserstoffwirtschaft. Wasserstoff soll fossile Energieträger, Rohstoffe und Vorprodukte ersetzen und auf diesem Weg die Bereiche der Volkswirtschaft dekarbonisieren, bei denen dies über einen direkten Einsatz regenerativ erzeugten Stroms nicht möglich ist – wie z. B. in der stofflichen Verwendung im Verarbeitenden Gewerbe.

Dabei bleibt die Verwirklichung der im Juni 2020 publizierten Nationalen Wasserstoffstrategie für Jahrzehnte eine große Herausforderung. Auf der Makroebene betrifft dies die Synchronisierung bzw. Koordinierung des Aufbaus der Wasserstoffwirtschaft in den Bereichen Erzeugung, Transport und Anwendung sowie das Austarieren der energiepolitischen Ziele.

Auf der Mikroebene betrifft dies angebotsseitig vor allem den Aufbau ausreichend großer Produktionskapazitäten für Grünen Wasserstoff in Deutschland. Engpass ist dabei nicht der Bau von Elektrolyseuren, sondern der notwendige parallele Ausbau der Erneuerbaren Energien. Insbesondere der Zubau an Onshore-Windkraft trifft auf anhaltenden gesellschaftlichen Widerstand.

Der Import von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern ist notwendig, um den inländischen Bedarf zu decken. Noch ist nicht absehbar, ob das Importangebot ausreichend groß sein wird, zumal viele entwickelte Industriestaaten ebenfalls die klimaneutrale Transformation ihrer Volkswirtschaften planen. Die globale Nachfrage dürfte daher hoch sein, ausreichende Produktionskapazitäten in den potenziellen Exportländern sind noch unsicher.

Ein ungelöstes Problem auf der Nachfrageseite bleibt die auch perspektivisch fehlende Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Grünem Wasserstoff – unabhängig davon, ob er im Inland oder Ausland produziert wird. Dadurch könnte die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrieunternehmen, die Wasserstoff als Energieträger oder Rohstoff nutzen, auf den Weltmärkten beeinträchtigt werden. Das deutsche „Geschäftsmodell“ – gesamtwirtschaftliches Wachstum auf der Basis einer exportorientierten Industrie – könnte in Gefahr geraten. Alternativ dazu kann der Staat die Nutzung von Wasserstoff – zumindest in der Exportindustrie – für lange Zeit subventionieren. Ob dies vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit der EEG-Umlage gesellschaftlich akzeptiert wird – und beihilferechtlich zulässig ist –, kann an dieser Stelle nicht abschließend bewertet werden.

Durch die Produktion oder zumindest die Nutzung des CO₂-armen Blauen bzw. Türkisen Wasserstoffs als Brückentechnologie würde das Angebot an vergleichsweise kostengünstigem Wasserstoff erhöht, die Flexibilität bei der Produktion und Nutzung vergrößert, die Marktexpansion mit ihrem Kostendegressionspotenzial beschleunigt und der Subventionsbedarf gegebenenfalls verringert.

Einleitung

Die Energie- und Klimaschutzpolitik ist für die nächsten Jahrzehnte ein zentrales Thema der deutschen Politik. Getragen von einer breiten Unterstützung in der Bevölkerung hatte die rot-grüne Bundesregierung unter Bundeskanzler Gerhard Schröder zur Jahrtausendwende mit dem langfristigen Ziel des Ausstiegs aus der Kernenergie die Grundlage für die politische Wende in der Energieerzeugung geschaffen. Zudem hat sich Deutschland im Rahmen der Pariser Klimaverträge von 2015 dazu bekannt, die Treibhausgasemissionen des Landes so weit zu verringern, dass der Anstieg der Erderwärmung auf 1,5 bzw. maximal 2 Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter begrenzt werden kann.

Deutschland zählt dabei zu den wenigen Ländern, die sich einer doppelten Wende in der Energie-, sprich Stromerzeugung verschrieben haben: Der Reduzierung des Einsatzes fossiler Energieträger wie Kohle, Mineralöl und Erdgas zugunsten Erneuerbarer Energien bei gleichzeitigem Verzicht auf die Kernkraft als Option zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen.

Die großen Hoffnungen in der Klimaschutzpolitik ruhen auf dem Aufbau einer Wasserstoff-wirtschaft – wie dies nicht zuletzt in der im Juni 2020 veröffentlichten „Nationalen Wasserstoffstrategie“ deutlich gemacht wird. Wasserstoff soll fossile Energieträger, fossile Rohstoffe und fossile Vorprodukte ersetzen und auf diesem Weg die Bereiche der Volkswirtschaft dekarbonisieren, bei denen dies über einen direkten Einsatz regenerativ erzeugten Stroms nicht möglich ist – wie z. B. in der stofflichen Verwendung im Verarbeitenden Gewerbe. Die zentrale Rolle des Wasserstoffs im zukünftigen Energiemix wird dadurch unterstrichen, dass die Bundesregierung Wasserstoff im Entwurf zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes erstmals als eigenständigen Energieträger wie Elektrizität und Gas definiert.

Nach den jüngsten Plänen der Bundesregierung will Deutschland nun bereits bis 2045 faktisch CO₂-neutral sein – bislang wurde dieses Ziel für das Jahr 2050 angestrebt. Konkret: Bis dahin sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 95 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 verringert werden. Dieses endgültige Ziel steht im Mittelpunkt der aktuellen klimapolitischen Debatte. Dabei wird vielfach übersehen, dass nicht die Höhe der Emissionen im Jahr 2045 entscheidend ist, sondern das CO₂-Budget, das aufzeigt, wieviel CO₂ insgesamt bzw. anteilig von Deutschland noch in die Atmosphäre abgegeben werden darf, um die globale Erwärmung auf maximal 2 Grad, besser noch 1,5 Grad zu begrenzen. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen schreibt dazu: „Nicht allein der Zeitpunkt der Treibhausgasneutralität ist entscheidend, sondern die über den relevanten Zeitraum hinweg von allen Sektoren insgesamt emittierten Menge an Treibhausgasen“.¹

Dieses Gremium geht davon aus, dass Deutschland ab dem Jahr 2020 insgesamt nur noch 6,7 Gigatonnen CO₂ emittieren darf, damit die Erderwärmung um nicht mehr als 1,75 Grad ansteigt. Demnach sollte es im Kern der Klimaschutzpolitik darum gehen, den Rückgang der CO₂-Emissionen zu beschleunigen, d. h. so viel CO₂ so schnell wie möglich einzusparen.²

Vor diesem Hintergrund stehen folgende Forschungsfragen im Mittelpunkt der Studie:

- ▶ Welche technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Herausforderungen müssen bei der Transformation der Volkswirtschaft hin zu einer Wasserstoffwirtschaft bewältigt werden?
- ▶ Soll dieser Umbau ausschließlich auf der Basis des CO₂-freien „Grünen“ Wasserstoffs³ erfolgen? Oder ist es – um die Treibhausgasemissionen möglichst schnell zu verringern – angeraten, auch CO₂-armen „Blauen“ bzw. „Türkisen“ Wasserstoff als Brückentechnologie parallel zu produzieren

1 Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020), S. 33-108, 43.

2 Ebenda.

3 Vgl. Kapitel 2.1 für eine Erklärung der unterschiedlichen Wasserstoffklassifikationen (Grün, Türkis, Blau, Grau).

oder zumindest zu nutzen, um den heutigen Bedarf von jährlich ca. 55 Terrawattstunden (TWh) an „Grauem“ Wasserstoff zu decken sowie die absehbar wachsende Wasserstoff-Nachfrage zu befriedigen? Die Produktion von Grauem Wasserstoff verursacht nämlich sehr hohe CO₂-Emissionen.

Den Hintergrund der Analyse bildet das „Energiewirtschaftliche Zieldreieck“ der Energiepolitik. Dieses Dreieck besteht aus den energiepolitischen Zielen, die in Paragraf 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannt sind:

- ▶ Umweltverträglichkeit,
- ▶ Wirtschaftlichkeit und
- ▶ Versorgungssicherheit.

Diese Ziele sollten bei der nachfolgenden Analyse stets mitberücksichtigt werden. Denn für die export-orientierte und rohstoffarme deutsche Volkswirtschaft stellen neben dem Ziel der Umweltverträglichkeit auch die Wirtschaftlichkeit, sprich Bezahlbarkeit, sowie die Versorgungssicherheit mit Energieträgern und Rohstoffen wichtige Nebenbedingungen bzw. Restriktionen dar.

Beim Versuch, diese drei Ziele (gleichzeitig) zu erreichen, kann es zu Konflikten kommen. Von Seiten der Politik erfordert das eine Entscheidung, um die Ziele auszutarieren.

Nach der skizzierten Problemstellung wird in Kapitel 1 die politische Ausgangslage in Deutschland beschrieben: Im Kern geht es um eine Darstellung der klimapolitischen Herausforderungen bzw. Ziele sowie des Status quo in Deutschland.

In Kapitel 2 werden die Grundlagen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland vor dem Hintergrund der Nationalen Wasserstoffstrategie dargestellt. Dazu gehört eine Definition der einzelnen „Wasserstofffarben“ – Grau, Blau, Türkis, Grün –, die Funktion des Wasserstoffs in den einzelnen volkswirtschaftlichen Sektoren/Anwendungsbereichen sowie eine Abschätzung des künftigen Wasserstoffbedarfs in Deutschland.

Kapitel 3 erörtert die technologischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Herausforderungen, die mit dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft verbunden sind. Im Fokus der Untersuchung steht die Frage, ob die angestrebten Ziele des Klimaschutzgesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes ausschließlich auf der Basis CO₂-freien Grünen Wasserstoffs zu erreichen sind oder ob auch CO₂-armer Blauer bzw. Türkiser Wasserstoff als Brückentechnologie genutzt werden sollten – und welche Probleme damit verbunden sind.

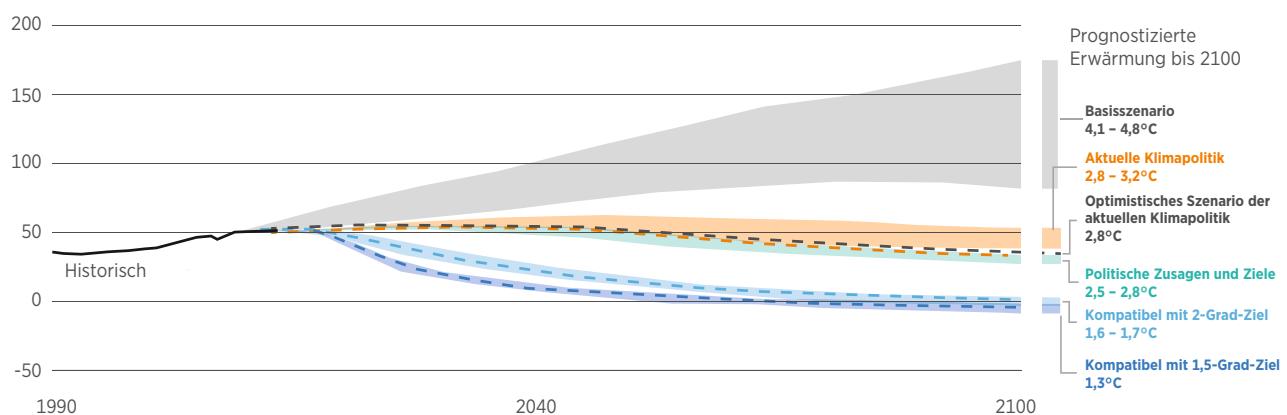
In Kapitel 4 wird aufgezeigt, welche wirtschaftspolitischen Maßnahmen geeignet sind, den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu befördern.

Das abschließende Fazit greift die Ergebnisse der diskutierten Forschungsfragen auf und fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen.

1. Ziele und Status quo der Klimaschutzpolitik

Die deutsche und die europäische Klimaschutzpolitik werden dominiert vom Bestreben, die Treibhausgasemissionen zu mindern, um den Anstieg der durchschnittlichen Temperatur bis zum Jahr 2100 möglichst auf zwei Grad Celsius – besser noch 1,5 Grad – im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen (vgl. Abb. 1).⁴ Diese Zielstellung ist zum weltweiten Konsens geworden, seit sich die globale Staatengemeinschaft im Paris-Abkommen von 2015 dazu bekannt hat.

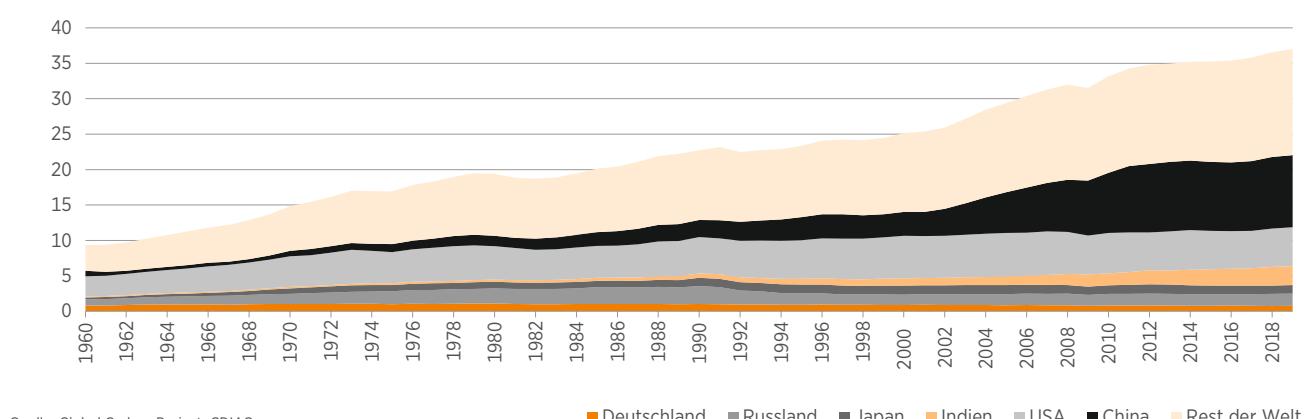
Abb. 1: Entwicklung des Weltklimas in Abhängigkeit von den Treibhausgasemissionen
in Gigatonnen CO₂-Äquivalent/Jahr



Quelle: Climate Action Tracker

Um die Eineinhalb-Grad-Grenze noch unterschreiten zu können,⁵ müsste die Weltgemeinschaft den restlichen kumulierten Treibhausgasausstoß ab dem Jahr 2018 nach Ansicht des Weltklimarates IPCC auf insgesamt etwa 420 Gigatonnen CO₂-Äquivalent begrenzen, bevor spätestens 2050 auf völlige Klimaneutralität umgeschwenkt wird.⁶ Diese Summe entspricht etwa dem Zehnfachen des gesamten derzeitigen Jahresausstoßes an CO₂ (vgl. Abb. 2). Das zulässige Emissionsbudget wäre demnach unter aktuellen Nutzungsbedingungen bereits 2027 aufgebraucht. Akzeptiert man eine Erwärmung um 1,75 Grad, dann beträgt das globale Budget 800 Gigatonnen CO₂-Äquivalent. Diese CO₂-Menge wäre im Jahr 2037 erreicht.

Abb. 2: Globale CO₂-Emissionen 1960 bis 2019
Gigatonnen CO₂-Äquivalent



Quelle: Global Carbon Project, CDIAC

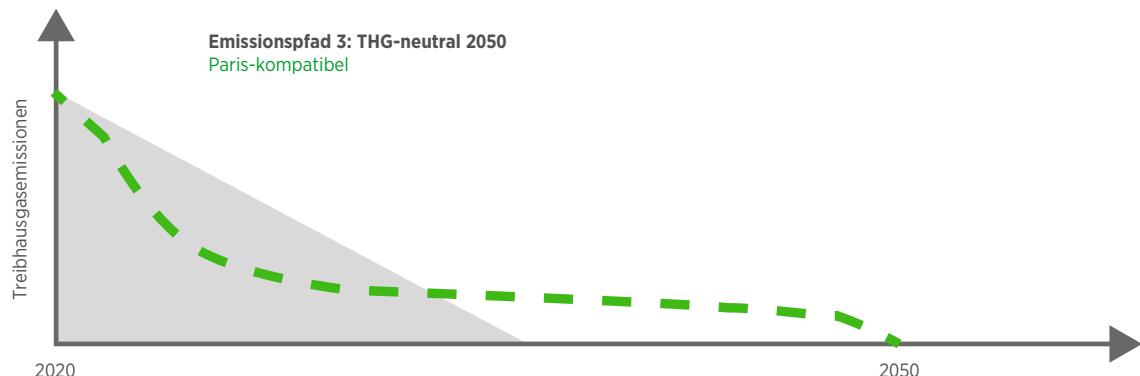
4 IPCC (2018).

5 Genauer: Um mit einer Wahrscheinlichkeit von zwei Dritteln noch dazu in der Lage zu sein.

6 IPCC (2018).

Nach Berechnungen des Sachverständigenrats für Umweltfragen verfügt Deutschland ab dem Jahr 2020 über ein CO₂-Budget von 6,7 Gigatonnen, um die Erderwärmung auf 1,75 Grad zu begrenzen. Dieses Budget wäre beim gegenwärtigen Emissionsniveau 2029 aufgebraucht und bei einer linearen Fortschreibung der bislang erreichten Emissionsreduktion im Jahr 2038.⁷ Ein mit der Pariser Vereinbarung kompatibler Emissionspfad verlangt folglich eine deutlich beschleunigte Reduktion der CO₂-Emissionen (vgl. Abb. 3).

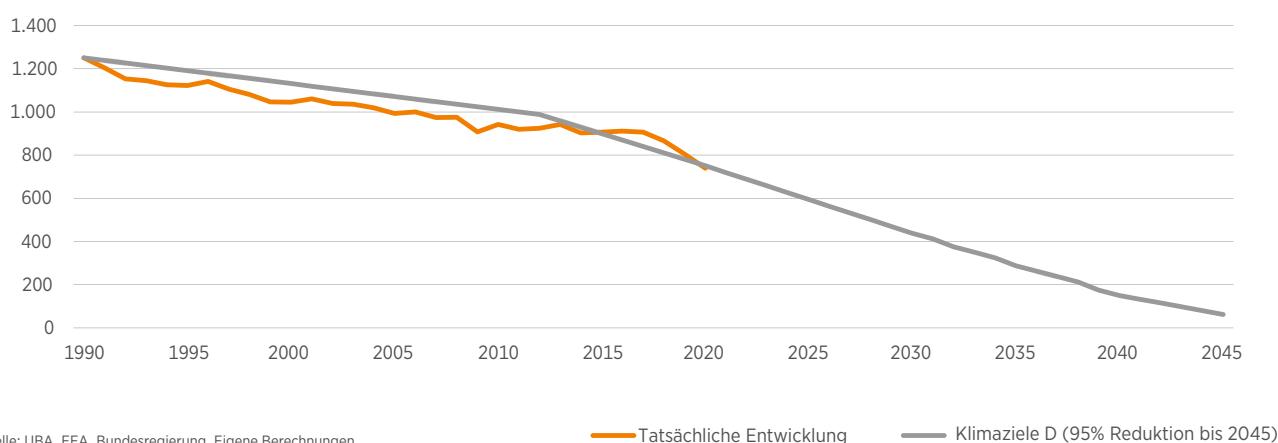
Abb. 3: CO₂-Emissionspfad, der mit den Pariser Klimaabkommen kompatibel ist



Quelle: Sachverständigenrat für Umweltfragen

Dies gilt auch vor dem Hintergrund der neuen Klimaschutzziele. Die Bundesrepublik hat ihre Klimaschutzziele nach der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts vom 24. März 2021 verschärft und präzisiert.⁸ Der Treibhausgasausstoß soll laut der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG 2021) bis 2030 nun um 65 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 gesenkt werden, bis 2040 um 88 Prozent und bis 2045 um 95 bis 100 Prozent („Netto-Treibhausgasneutralität“; vgl. Abb. 4).⁹

Abb. 4: Treibhausgasemissionen: Tatsächliche Entwicklung und Ziel
in Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent



Quelle: UBA, EEA, Bundesregierung, Eigene Berechnungen

— Tatsächliche Entwicklung
— Klimaziele D (95% Reduktion bis 2045)

7 Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020), S. 52.

8 Bundesverfassungsgericht (BVerfG) (2021).

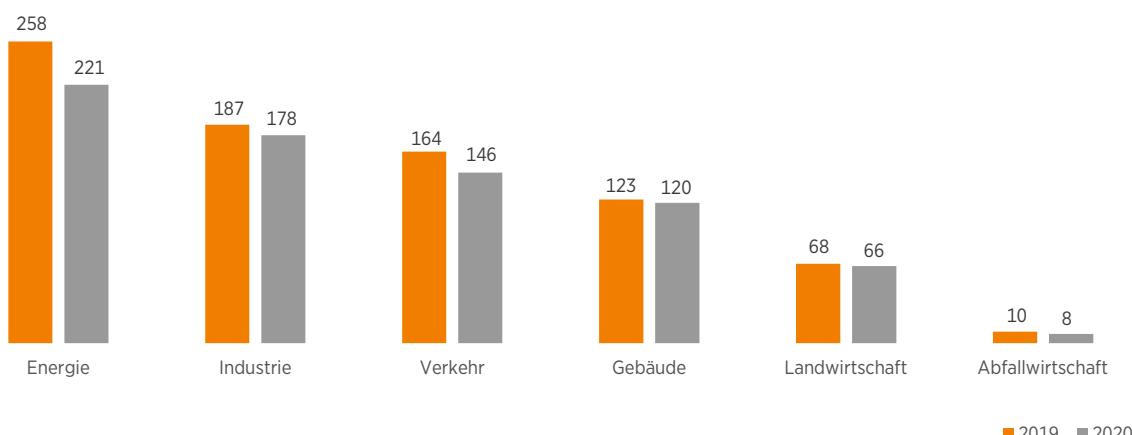
9 Bundesregierung (2021).

Bei einer Verwirklichung dieser Ziele nähert sich Deutschland dem pariskompatiblen Emissionspfad zwar an, emittiert in der Summe aber immer noch mehr Kohlendioxid als erlaubt, um die Klimaschutzziele einzuhalten.

Die Treibhausgasemissionen sind im Jahr 2020 coronabedingt um fast 80 Millionen Tonnen gesunken – nicht zuletzt, weil die gesamtwirtschaftliche Leistung um etwa fünf Prozent gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen ist. Damit hat Deutschland sein Reduktionsziel gegenüber 1990, das für das Jahr 2020 bei 40 Prozent lag, mit 40,8 Prozent übertroffen. Mehr als ein Drittel des Minderausstoßes sind eine Folge des Wirtschaftseinbruchs als Folge der Coronapandemie, vor allem im Energie-, Industrie- und Verkehrssektor (vgl. Abb. 5).¹⁰

Abb. 5: Treibhausgasemissionen nach Sektoren

in Mio. Tonnen CO₂



Quelle: UBA

■ 2019 ■ 2020

Ohne diesen Effekt hätte der Rückgang bei etwa 39 Prozent gelegen – womit das Reduktionsziel verfehlt worden wäre. Mit der konjunkturellen Erholung der Volkswirtschaft dürften die CO₂-Emissionen im Jahr 2021 und den Folgejahren wieder ansteigen.

Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen nach den jüngsten Plänen jedoch um weitere 25 Prozent im Vergleich zu 1990 zurückgehen. Dann dürfen nur noch 438 Millionen CO₂ ausgestoßen werden, gegenüber 739 Millionen im Jahr 2020.

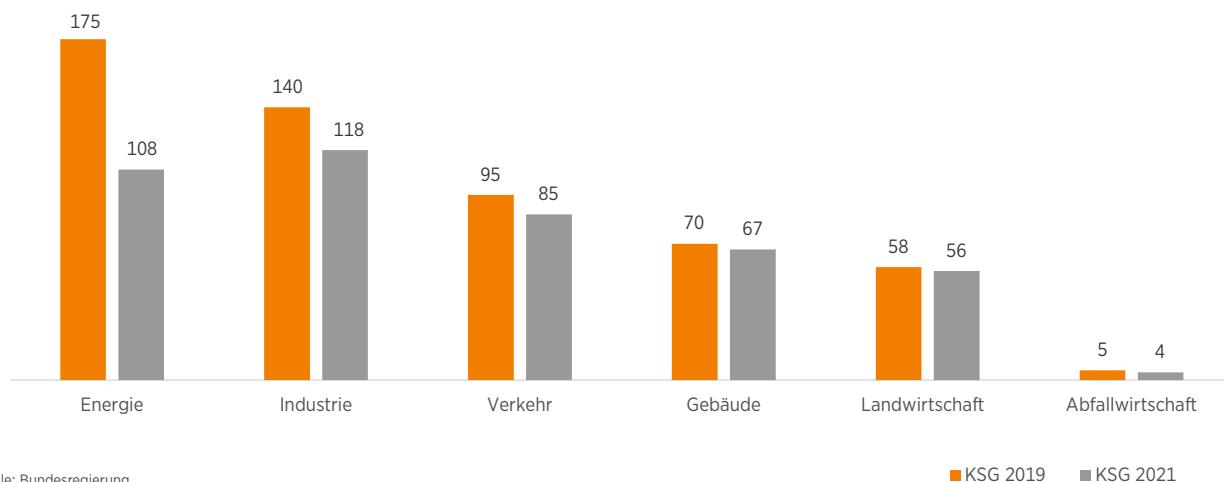
Die Reduktionspfade für die einzelnen Sektoren bis zum Jahr 2030 wurden daher zum Teil deutlich verschärft (vgl. Abb. 6 auf der nächsten Seite). Insbesondere der Energiesektor soll seine CO₂-Emissionen noch einmal spürbar stärker als im Klimaschutz-Gesetz von 2019 (KSG 2019) vorgesehen. Auch die Industrie steht vor großen Herausforderungen.

Festzuhalten bleibt: Die deutsche Politik steht unter großem Druck, die Treibhausgasemissionen des Landes schnell in erheblichem Maße zu senken. Und dies gilt nicht nur für die Erreichung des 1,5-Grad- bzw. 1,75-Grad-Ziels des Pariser Klimaabkommens, die beide bereits nach Expertenschätzungen außerhalb des Möglichen liegen, sondern selbst für das 2-Grad-Ziel.

Eine entscheidende Rolle bei der angestrebten Dekarbonisierung und der dahinterstehenden Treibhausgasneutralität soll nach den Plänen der Bundesregierung der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft spielen.

10 <https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent/> (abgerufen am 7.3.2021).

Abb. 6: Zulässige Emissionshöchstmenge nach Sektoren 2030
in Mio. Tonnen CO₂



Quelle: Bundesregierung

■ KSG 2019 ■ KSG 2021

2. Wasserstoffwirtschaft und Nationale Wasserstoffstrategie

2.1. Wasserstoffwirtschaft

Wasserstoff ist bereits heute als Rohstoff und Vorprodukt unentbehrlich in den industriellen Produktionsprozessen, insbesondere in der chemischen Industrie (Ammoniak- und Harnstoffproduktion) sowie in Erdölraffinerien. In Deutschland beläuft sich der jährliche Wasserstoffverbrauch auf rund 55 TWh.¹¹ Da Wasserstoff meist nur in gebundener Form vorkommt, muss dieser erst separiert werden, um als Energieträger oder Rohstoff genutzt werden zu können.

Wasserstoff wird dabei üblicherweise durch die Dampfreformierung mit der Teilverbrennung von Erdgas gewonnen. Dieser „Graue“ Wasserstoff verursacht direkte Emissionen von 9,5 bis 10,6 Kilogramm CO₂ je Kilogramm Wasserstoff.¹² Andere Berechnungen kommen auf einen Wert von 13,2 Kilogramm CO₂, sofern dabei die dort angenommenen Emissionen in der vorgelagerten Lieferkette – bei Förderung und Transport des Erdgases – miteinbezogen werden.¹³ Würde die benötigte Prozesswärme von 800 bis 1.000 Grad aus Erneuerbarer Energie bereitgestellt, könnten die direkten CO₂-Emissionen im „Idealfall“ auf 5,5 Kilogramm gesenkt werden.¹⁴

„Blauer“ Wasserstoff wird gleichermaßen durch die Dampfreformierung von Erdgas gewonnen. Das dabei entstehende CO₂ wird abgeschieden, abtransportiert und in unterirdischen Speichern dauerhaft eingelagert (Carbon Capture and Storage, CCS). Dabei sind Abscheidungsraten bis zu 90 Prozent der direkten CO₂-Emissionen möglich. Die in die Atmosphäre entweichenden direkten CO₂-Emissionen je Kilogramm Wasserstoff können bei optimalen Bedingungen auf ein Kilogramm gesenkt werden.¹⁵ Wenn die Vorkettenemissionen mitberücksichtigt werden, kommt es somit bei der Produktion von einem Kilogramm Wasserstoff zur Emission von 3,6 bis 4,7 Kilogramm CO₂.

„Türkiser“ Wasserstoff entsteht durch eine thermische Spaltung (Pyrolyse) von Erdgas/Methan. Der Vorteil dieser Verfahren besteht darin, dass als „Abfallprodukt“ kein CO₂ entsteht, sondern fester Kohlenstoff (Graphit). Wird die benötigte Prozesswärme auf der Basis fossiler Energieträger erzeugt, sind die direkten CO₂-Emissionen um 50 Prozent niedriger als bei Grauem Wasserstoff. Wenn Erneuerbare

11 BMWi (2020), S. 6.

12 Fraunhofer ISI/Fraunhofer ISE (2019), S. 15; Öko-Institut (2020), S. 49.

13 Bukold (2020), S. 8 f.

14 DLR, Teil 1 (2020), S. 21.

15 Bukold (2020), S. 45.

Energie verwendet wird, z. B. konzentrierte Solarthermie, dann liegen diese Emissionen bei null.¹⁶ Werden die Vorkettenemissionen mitberücksichtigt, handelt es sich jedoch auch bei dieser Produktions-technologie nicht mehr um CO₂-freien Wasserstoff.

„Grüner“ Wasserstoff wird durch die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff in Elektrolyseuren mithilfe von regenerativ erzeugter Energie produziert. Dabei handelt es sich um eine schon lange bekannte und in kleinen Elektrolyseanlagen erprobte Technologie. Da keine fossilen Rohstoffe bzw. Energieträger benötigt werden, entstehen keine CO₂-Emissionen. Die Erzeugung Grünen Wasserstoffs ist daher CO₂-frei, während Blauer und Türkiser Wasserstoff lediglich CO₂-arm sind. Grüner Wasserstoff steht deshalb im Fokus einer Energie- und Klimaschutzpolitik, die das ambitionierte Ziel anstrebt, im Zeitraum bis 2045 die Dekarbonisierung bzw. CO₂-Neutralität von Wirtschaft und Gesellschaft zu erreichen.

Bewertungen des Blauen und Türkisen Wasserstoffs im Rahmen dieser Politik hängen davon ab, welcher Vergleichsmaßstab gewählt wird: Unzweifelhaft sind die Treibhausgasemissionen bei diesen Erzeugungsverfahren höher als bei Grünem Wasserstoff. Dennoch liegen sie deutlich niedriger als bei dem heute verwendeten Grauen Wasserstoff und den fossilen Energieträgern, die durch CO₂-armen Wasserstoff ersetzt werden können. Durch den Einsatz CO₂-armen Wasserstoffs könnten daher die Treibhausgasemissionen signifikant gesenkt werden – zumindest solange CO₂-freier Grüner Wasserstoff nicht in ausreichender Menge zur Verfügung steht.

Anwendungsbereiche

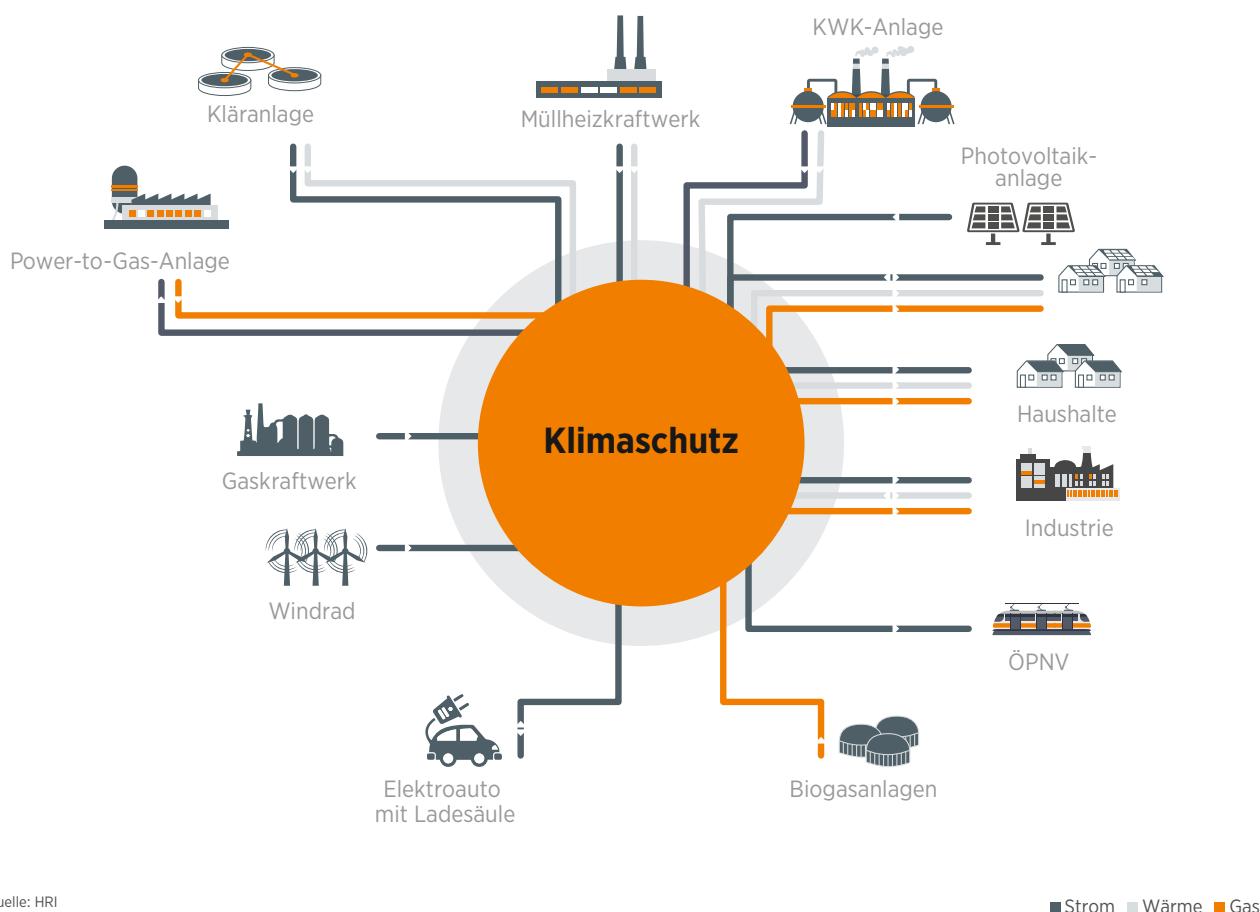
Der Einsatz Grünen Wasserstoffs gilt aus Sicht der Bundesregierung als Schlüsselement – als „zentraler Bestandteil“ – der Energie- und Klimaschutzpolitik. Um Energie effizient zu nutzen und Treibhausgase zu minimieren, sollen die vier Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie miteinander gekoppelt und elektrifiziert werden (vgl. Abb. 7 auf der nächsten Seite).

Die Aufgabe der Sektorenkopplung besteht darin, den Strom energietechnisch und energiewirtschaftlich mit den Sektoren Wärme, Mobilität und nichtenergetischen Industrieprozessen so zu verknüpfen, dass ein räumlich, zeitlich und ökonomisch optimiertes Gesamtsystem entsteht.¹⁷ Die genannten Sektoren werden hinsichtlich ihres Energieverbrauchs elektrifiziert, zum einen durch die unmittelbare Nutzung von Strom, zum anderen indirekt durch die Verwendung des Stroms zur Erzeugung von Wasserstoff.

16 Fraunhofer ISI/ISE (2019), S. 15; DLR, Teil 1 (2020), S. 23.

17 EWI Energy Research & Scenarios/EF.Ruhr (2018), S. 6; E4tech/Fraunhofer IEE (2017), S. 13.

Abb. 7: Schematische Darstellung der Sektorenkopplung



Der „Umweg“ über den Einsatz von Wasserstoff ermöglicht dabei eine Dekarbonisierung bestimmter Anwendungsbereiche, die einer direkten Elektrifizierung aus technischen oder ökonomischen Gründen bislang nicht zugänglich sind.¹⁸ Dabei gilt:

- ▶ Grundsätzlich ist die direkte Elektrifizierung einer solchen indirekten Elektrifizierung technisch überlegen, weil bei der Produktion und Nutzung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern beträchtliche energetische Umwandlungsverluste zu verzeichnen sind. Zu diesem Ergebnis kommt auch eine Studie des Sachverständigenrates für Umweltfragen.¹⁹ Allerdings ist bei der ökonomischen Entscheidung über die zu nutzende Technologie eine umfassende volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse inklusive der möglichen Investitionskosten eines Technologiewechsels erforderlich. Nicht die Kosten einer herausgegriffenen Wandlungskette, sondern die Systemkosten sind hierbei relevant.
- ▶ Insbesondere in der Phase der Marktexpansion sollte der CO₂-arme bzw. CO₂-freie Wasserstoff vorrangig in solchen Sektoren eingesetzt werden, in denen die Vermeidung von Treibhausgasemissionen zu den geringsten Kosten möglich ist. Das sind vor allem die Bereiche, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist. Dies betrifft insbesondere die Verwendung als Rohstoff in der Industrie, dort, wo bereits heute Grauer Wasserstoff benötigt wird (Ammoniak, Methanol, Kraftstoffe). Wenn es keine CO₂-freie Alternative gibt, so z. B. in der Stahlindustrie werden rund 80 TWh Grüner Wasserstoff benötigt, um klimaneutral zu produzieren, d. h. fossil erzeugte Wärme sowie fossile Rohstoffe wie Koks zu ersetzen.

18 BMWi (2020), S. 3.

19 Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021), S. 5.

Hinter dem Aufbau einer Grünen Wasserstoffwirtschaft stehen die folgenden Ziele:

- ▶ 1. Die Optimierung des Energieversorgungssystems durch eine verbesserte Einbindung des überschüssigen regenerativ erzeugten Stroms an sonnen- und windreichen Tagen in das Gesamtsystem der Energieversorgung mithilfe der Wasserelektrolyse. Bisher muss der Überschussstrom „abgeregelt“ werden, um eine Überlastung der Übertragungsnetze zu verhindern; dieser Strom wird bislang also nicht genutzt. Sinnbild dafür sind aus dem Wind gedrehte Rotoren. Elektrolyseanlagen neben Windkraftparks können auch diesen Strom zur Erzeugung von Wasserstoff nutzen.
- ▶ 2. Durch die Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom mithilfe von Wasserstoff sollen „Dunkelflauten“ überbrückt werden, also längere Phasen einer verringerten Wind- und Solarstromerzeugung. Mithilfe der Rückverstromung von Wasserstoff ist eine Überbrückung über einen langen Zeitraum möglich.²⁰
- ▶ 3. In der Industrie sollen fossile Rohstoffe und Vorprodukte (Kohle, Erdgas, Erdöl) durch Wasserstoff ersetzt werden („stoffliche Verwendung“), vor allem in der Chemie- sowie Eisen- und Stahlindustrie, wo in den Herstellungsprozessen viel CO₂ entsteht. Nicht nur die Prozesswärme soll klimaneutral erzeugt werden, Grüner Wasserstoff soll z. B. in der Eisenerzeugung als Reduktionsmittel an die Stelle von Koks (Kohlenstoff) treten.
- ▶ 4. Im Verkehrssektor ist die Nutzung von Wasserstoff in denjenigen Bereichen vorgesehen, in welchen eine direkte Elektrifizierung über batterieelektrische Fahrzeuge nicht möglich ist oder nicht so schnell wie nötig aufgebaut werden kann, z. B. durch den Einsatz von Wasserstoff oder Treibstoffen auf Wasserstoffbasis bei Pkw, Lkw, Schiffen, Flugzeugen oder im Schienenverkehr auf nicht-elektrifizierten Eisenbahnstrecken.
- ▶ 5. Die Nutzung von Wasserstoff soll der Emissionsreduzierung im Wärmesektor durch Brennstoffzellenheizungen oder die direkte Verbrennung von Wasserstoff anstelle von Erdgas oder anderen fossilen Energieträgern dienen, wenn z. B. bei Wohngebäuden keine elektrischen Boden- oder Luftwärmepumpen eingesetzt werden können.
- ▶ 6. Die internationale Technologieführerschaft der deutschen Industrie im Bereich der Erneuerbaren Energien und Wasserstofftechnologien soll gesichert werden.

Im Idealfall könnte die deutsche Volkswirtschaft direkt oder indirekt – über das Bindeglied Wasserstoff – nahezu vollständig elektrifiziert werden.

2.2. Nationale Wasserstoffstrategie

Die Bundesregierung hat im Juni 2020 eine „Nationale Wasserstoffstrategie“ (NWS) veröffentlicht, die einen „Aktionsplan“ für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft bis zum Jahr 2030 umfasst.²¹ „Wasserstoffwirtschaft“ umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von der Produktion über den Transport, die Speicherung, die Verteilung bis hin zur Verwendung des Wasserstoffs in Unternehmen und Privathaushalten.

20 Fraunhofer ISE (2020), S. 6.

21 BMWi (2020).

Deutschland folgt damit anderen Staaten, die einen vergleichbaren Strategiepfad eingeschlagen haben. Insbesondere sind dies Japan seit Dezember 2017, Frankreich seit Juni 2018 und Südkorea seit Januar 2019. Auch die Niederlande verfolgen solch einen Entwicklungsplan seit April des vergangenen Jahres und Norwegen seit Mai 2020.²²

Der deutsche „Aktionsplan“ sieht 37 Einzelmaßnahmen vor, mit denen in zwei Phasen die NWS umgesetzt werden soll.

- ▶ Phase 1 (2020 bis 2023): „Markthochlauf starten und Chancen nutzen“

In diesen vier Jahren sollen die Marktexpansion angestoßen und die Grundlagen für einen funktionierenden Heimatmarkt geschaffen werden. Denn aus industriepolitischen Gründen soll Wasserstoff auch in Deutschland produziert werden.

- ▶ Phase 2 (2024 bis 2030): „Markthochlauf stärken, national und international“

In diesem Zeitraum soll der Heimatmarkt ausgebaut werden sowie die europäische und internationale Wasserstoffwirtschaft etabliert und für die deutsche Wirtschaft genutzt werden.

Insgesamt stehen für den Zeitraum von 2006 bis 2026 etwa 13 Milliarden Euro an staatlichen Unterstützungsgeldern bereit, darunter sieben Milliarden Euro für den Markthochlauf und zwei Milliarden Euro für „internationale Partnerschaften“. Gemessen am Ziel der NWS erscheint dies als eine vergleichsweise geringe Summe.

Bis zum Jahr 2030 sollen 14 TWh Grüner Wasserstoff in Deutschland produziert werden. Dazu sollen Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von fünf GW aufgebaut werden. Bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad dieser Anlagen von 70 Prozent werden dazu 20 TWh Erneuerbare Energie benötigt.

Bis zum Jahr 2035 – spätestens aber im Jahr 2040 – sollen weitere fünf Gigawatt (GW) Erzeugungsleistung zugebaut werden, was zu einem weiteren Bedarf an 20 Terawattstunden (TWh) Erneuerbarer Energie führt.

Im Ergebnis könnten bis zu den Jahren 2035 bzw. 2040 insgesamt 28 TWh pro Jahr Grüner Wasserstoff in Deutschland produziert werden, was etwa 850.000 Tonnen pro Jahr entspricht. Über diesen Zeitraum gehen die Projektionen der Bundesregierung zum Umfang der inländischen Wasserstoffproduktion nicht hinaus.

Angemerkt sei, dass eine Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität sowie der Think Tanks Agora Energiewende und Agora Verkehrswende für das Jahr 2030 bereits eine Produktionsmenge von 19 TWh als erforderlich erachtet. Soll das Ziel der Klimaneutralität 2050 erreicht werden, sei 2040 eine Inlandsproduktion von 38 TWh notwendig, soll das Ziel bereits 2045 erreicht werden, müssten demnach im Jahr 2040 sogar 65 TWh in Deutschland erzeugt werden.²³

Gleichzeitig geht die Bundesregierung von einem Anstieg des inländischen Wasserstoffbedarfs von derzeit 55 TWh auf 90 bis 110 TWh bis zum Jahr 2030 aus. Sollte dies zutreffen, könnte nicht einmal der Nachfragezuwachs in Deutschland durch die Produktion inländischen Grünen Wasserstoffs befriedigt werden.

22 Ludwig Bölkow Systemtechnik (2020), S. 5.

23 Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2021), S. 26.

Deutschlands Wasserstoffbedarf nach 2030

Für den Zeitraum nach 2030 macht die Bundesregierung keine Angaben. Und für das Jahr 2050 weisen die Schätzungen zum Bedarf an Wasserstoff sowie wasserstoffbasierten Energieträgern und Rohstoffen in den jüngst veröffentlichten Studien eine große Bandbreite auf: Sie bewegen sich zwischen 200 und 900 TWh pro Jahr. Der Grund für diese große Spannweite sind unterschiedliche Annahmen hinsichtlich des direkten Elektrifizierungsgrads der Volkswirtschaft und damit auch der Nachfrage nach stofflichen Energieträgern wie Wasserstoff, synthetischem Methan sowie synthetischen Flüssigkraftstoffen im Verkehrssektor. Ein zweiter Einflussfaktor ist die Nachfrage nach wasserstoffbasierten Grundstoffen seitens des Industriesektors – die nicht zuletzt davon abhängt, wie stark Deutschland bis zum Jahr 2050 industrialisiert sein wird. Die Nachfrage aus dem Gebäudebereich (Wärme) ist schwierig abzuschätzen, da sie abhängig von den Annahmen hinsichtlich der Elektrifizierungsquote und den Effizienzmaßnahmen zur Verringerung des Wärmebedarfs vor allem im Wohnungsbestand ist (energetische Sanierungsrate). Die Funktion des Wasserstoffs bei der Speicherung des volatilen regenerativ erzeugten Stroms ist demgegenüber von untergeordneter Bedeutung.²⁴

Die beiden Fraunhofer Institute ISI und ISE gehen in ihrer gemeinsamen Studie in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad von „plausiblen Bandbreiten“ des Wasserstoffbedarfs von 250 TWh am unteren Rand (Szenario A) und 800 TWh am oberen Rand (Szenario B) aus.²⁵ Szenario A unterstellt eine nahezu vollelektrifizierte Volkswirtschaft, in der Wasserstoff faktisch ausschließlich als Rohstoff in der Industrie genutzt wird. Szenario B geht davon aus, dass Wasserstoff auch in großem Maße als stofflicher Energieträger in den Bereichen Verkehr, Wärme und Strom benötigt wird.

Aus Sicht des Handelsblatt Research Institute sind diese beiden Randlösungen als unwahrscheinlich anzusehen. Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe dürften häufiger verwendet werden als in Szenario A (nicht zuletzt im Verkehrssektor), aber weniger häufig als in Szenario B. Der Grund: Der Pkw-Verkehr dürfte in starkem Maße direkt elektrifiziert werden und elektrische Wärmepumpen dürften in Wohngebäuden eine wichtige Rolle spielen. Ein plausibler Mittelwert liegt dann nach Einschätzung des HRI bei etwa 500 TWh.

Geht man von dieser Annahme aus, dann würde der Wasserstoffbedarf in Deutschland in den kommenden drei Jahrzehnten um nahezu 450 TWh zunehmen. Er wäre damit dann achtmal so hoch wie heute – und immer noch viermal so hoch wie von der Bundesregierung für das Jahr 2030 erwartet. Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft bleibt demnach auch über das Jahr 2030 hinaus nach Lage der Dinge ungemein herausfordernd.

Aus der NWS geht nicht klar hervor, in welchem Ausmaß die Bundesregierung beim Auf- und Ausbau der Wasserstoffwirtschaft auf Blauen und Türkisen Wasserstoff als Brückentechnologien zurückzutreten gedenkt. Grundsätzlich sei nur „Wasserstoff, der auf der Basis erneuerbarer Energien hergestellt wurde [...], auf Dauer nachhaltig“. Dennoch geht die Bundesregierung davon aus, dass auch die CO₂-armen Wasserstoffarten „eine Rolle spielen und, sofern verfügbar, auch übergangsweise genutzt werden“.²⁶ Stefan Kaufmann, der Innovationsbeauftragte der Bundesregierung für Grünen Wasserstoff, unterstrich im Januar 2021, „dass wir in der Hochlaufphase auf Blauen Wasserstoff nicht verzichten können.“ Gleichzeitig schränkte er aber ein, dass dieser „nicht in Deutschland hergestellt werden“ müsse.²⁷

24 Greenpeace Energy (2020), S. 18f; Fraunhofer ISI/ISE (2019), S. 8-10; Öko-Institut (2020), S. 81-83.

25 Fraunhofer ISI/ISE (2019), S. 10, Tabelle 2.

26 BMWi (2020), S. 3.

27 Handelsblatt, 15.1.2021.

Die Bundesregierung geht im Grundsatz davon aus, dass „der überwiegende Teil“ des in Deutschland verbrauchten Wasserstoffs „importiert werden müsse“.²⁸ Deutschland wird demnach auch in Zukunft ein Nettoimporteur von Energie sein. Die Produktionsstandorte dürften dabei sowohl in Europa als auch in den sonnenreichen Regionen Nordafrikas und des Nahen Ostens liegen. Mit Ländern in diesen Regionen plant die Bundesregierung „Energiepartnerschaften“. Von dort könne der Grüne Wasserstoff durch eine Pipeline oder mit Schiffen – wie verflüssigtes Erdgas (LNG), an flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) gebunden oder als Ammoniak – nach Deutschland transportiert werden.

Die **Europäische Kommission** hat Anfang Juli 2020 ihre Wasserstoffstrategie für Europa vorgestellt.²⁹ Der vorliegende Drei-Phasen-Plan deckt den Zeitraum bis 2050 ab. Im Mittelpunkt steht – ebenso wie bei der NWS – der Aufbau einer Grünen Wasserstoffwirtschaft. Bis 2024 sind in Europa sechs GW Elektrolysekapazität geplant. Und in den zehn Jahren bis 2030 sollen in den EU-Ländern Elektrolyseanlagen mit 40 GW Produktionskapazität aufgebaut und in diesem Zeitraum insgesamt bis zu 10 Millionen Tonnen (333 TWh) an Grünem Wasserstoff produziert werden. Diese Menge entspricht dem aktuellen Wasserstoffverbrauch in Europa.³⁰ In der Folgezeit bis 2050 ist beabsichtigt, Grünen Wasserstoff in großem Maßstab in allen schwer zu dekarbonisierenden Sektoren einzusetzen.

Im Unterschied zur deutschen Wasserstoffstrategie soll nach den Vorstellungen der EU-Kommission „kurz- und mittelfristig“ auch CO₂-armer Wasserstoff produziert und genutzt werden, um die bereits bestehende Graue Wasserstoffproduktion zu ersetzen und so die Expansion der Grünen Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen.³¹ Die EU-Kommission zeigt sich demnach pragmatischer als die Bundesregierung, die sich lediglich eine vorübergehende Nutzung von Blauem Wasserstoff vorstellen kann, nicht aber dessen Produktion in Deutschland. Das Problem der CO₂-Speicherung (Transport und sichere Lagerung) wird dadurch externalisiert, sprich in andere Volkswirtschaften ausgelagert.

Aus den skizzierten Plänen zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ergeben sich eine Reihe von technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Herausforderungen. Im Mittelpunkt der vorliegenden Analyse stehen die Synchronisierungs- bzw. Koordinierungsprobleme entlang der Wert schöpfungskette, die eine schnelle Marktexpansion erschweren könnten.

3. Herausforderungen

3.1 Produktion/Technologie

3.1.1. Grüner Wasserstoff und Erneuerbare Energien

Die Technik der Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mithilfe von Strom (Elektrolyse) ist bereits seit Längerem bekannt. Die etablierte Technik der alkalischen Elektrolyse wird seit 1927 kommerziell genutzt. Die jüngere Technologie der PEM-Elektrolyse (Proton-Exchange-Membrane) gewinnt an Bedeutung, da diese Elektrolyseure besser mit volatilen Stromquellen zu koppeln sind. Der Wirkungsgrad dieser beiden Verfahren der Niedertemperaturelektrolyse liegt bei etwa 65 Prozent und sollte perspektivisch auf 75 Prozent gesteigert werden können. Die Technik der Hochtemperaturelektrolyse hat einen Wirkungsgrad von 80 bis 90 Prozent. Bisher existieren allerdings nur Pilotanlagen. Grundsätzlich gilt bei allen drei Verfahren: Eine hohe Betriebsstundenzahl führt zu niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten.³²

28 BMWi (2020), S. 6.

29 European Commission (2020).

30 Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (2019), S. 40.

31 European Commission (2020), S. 5.

32 DLR, Teil 1 (2020), S. 12 f.; Öko-Institut (2020), S. 31 f.

Derzeit werden in Deutschland etwa drei TWh Wasserstoff über Elektrolyseverfahren erzeugt.³³ Elektrolyseure zur Produktion großer Wasserstoffmengen befinden sich überwiegend noch in der Testphase. Diese kleinen Elektrolyseanlagen haben eine Kapazität von bis zu zehn MW. Damit Grüner Wasserstoff perspektivisch zu anderen Energieträgern preislich wettbewerbsfähig sein kann, müssten große Elektrolyseure mit einer Kapazität von mindestens 100 MW gebaut werden, um das Kostendegressionspotenzial auszuschöpfen. Es geht mithin im Grundsatz darum, alsbald von einer kleinbetrieblichen Produktionsweise zur industriellen Großproduktion überzugehen.

In Heide in Schleswig-Holstein wird zur Zeit der größte Elektrolyseur der Welt geplant. Zunächst soll die Kapazität bei 30 MW liegen und bis 2030 auf 700 MW ausgebaut werden.³⁴ Siemens Energy und Uniper wollen auf dem Gelände des stillgelegten Kohlekraftwerks in Hamburg-Moorburg Grünen Wasserstoff mit Überschussstrom produzieren. Kernbestandteile sind ein Hochtemperaturspeicher mit einer Speicherkapazität von 300 MWh, ein 200-MW-Elektrolyseur sowie eine innovative Gasturbine, die eine CO₂-arme Stromerzeugung ermöglicht.³⁵ Bis 2030 könnten in den norddeutschen Bundesländern Elektrolyseure mit einer Gesamtkapazität von fünf GW in Betrieb gehen.³⁶

Das entspricht einer installierten Gesamtleistung, wie sie in der NWS bis zum Jahr 2030 vorgesehen ist. Bis 2035, spätestens aber 2040, sollen weitere Elektrolyseure mit einer Kapazität von fünf GW installiert sein. Und bis zum Jahr 2050 sehen die beiden Fraunhofer-Institute ISI und ISE in ihrer gemeinsamen „Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“ einen Bedarf zwischen 50 und 80 GW an Elektrolysekapazität.³⁷ Bildet man auch hier den Mittelwert, werden im Jahr 2050 etwa 65 GW benötigt. Der größte Teil der Elektrolyseanlagen würde demnach erst nach 2035/40 errichtet.

Diesen Aufbau der Produktionskapazität gilt es zeitlich mit dem Zubau an Erneuerbaren Energien zu synchronisieren. In der NWS geht die Bundesregierung davon aus, dass für die Produktion von 14 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 etwa 20 TWh regenerativ erzeugten Stroms zusätzlich benötigt werden, um Crowding-out-Effekte zu vermeiden. Damit wird in der Volkswirtschaftslehre das Verdrängen privater Nachfrage durch staatliche Nachfrage bezeichnet. Auf die Energiewirtschaft übertragen würde die Nachfrage nach grünem Strom zur Produktion von Wasserstoff die übrige Grünstromnachfrage verdrängen. Die Auswirkungen auf die Treibhausgasminderung könnte dadurch sogar negativ sein.

Ein kleiner Teil des Strombedarfs kann durch Überschussstrom gedeckt werden, der ansonsten abgeregelt wird, also dem Strommarkt nicht zur Verfügung steht. Allerdings sind Elektrolyseanlagen auf eine kontinuierliche Stromversorgung angewiesen, um einen hohen Auslastungsgrad und niedrige Erzeugungskosten zu erzielen. Selbst bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist der nur in sehr sonnen- und/oder windreichen Phasen erzeugte Überschussstrom allein nicht hinreichend für einen ökonomischen Betrieb der Elektrolyseure.

Ausbau der Erneuerbaren Energien

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist demnach die kritische Größe für den Aufbau der Grünen Wasserstofferzeugung in Deutschland. Die Bundesregierung ging bis zum Sommer 2021 in ihren Planungen davon aus, dass der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 mit rund 580 TWh nicht höher liegen wird als 2019. Der Anteil der Erneuerbaren Energien soll dann jedoch bereits 65 Prozent betragen,

33 BMWi (2019), S. 6.

34 Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung, 8.11.2020.

35 Handelsblatt, 24.2.2021.

36 Welt am Sonntag, 14.3.2021.

37 Fraunhofer ISI/ISE (2019), S. 10.

gegenüber 42 Prozent im Jahr 2019 (2020: 45,7 Prozent). Daher ist es erforderlich, die Erneuerbaren Energien stark auszubauen, um die Lücke auszufüllen, die der Ausstieg aus der Atomkraft und der Kohleverstromung hinterlässt. Der aus regenerativen Quellen gedeckte Bruttostromverbrauch soll bis dahin von 244 TWh auf 376 TWh ansteigen, d. h. um mehr als 130 TWh. Im EEG 2021 erwartet die Bundesregierung bereits für 2029 eine Strommenge von 376 TWh aus regenerativen Quellen; Angaben für 2030 fehlen.³⁸

Onshore-Windkraft

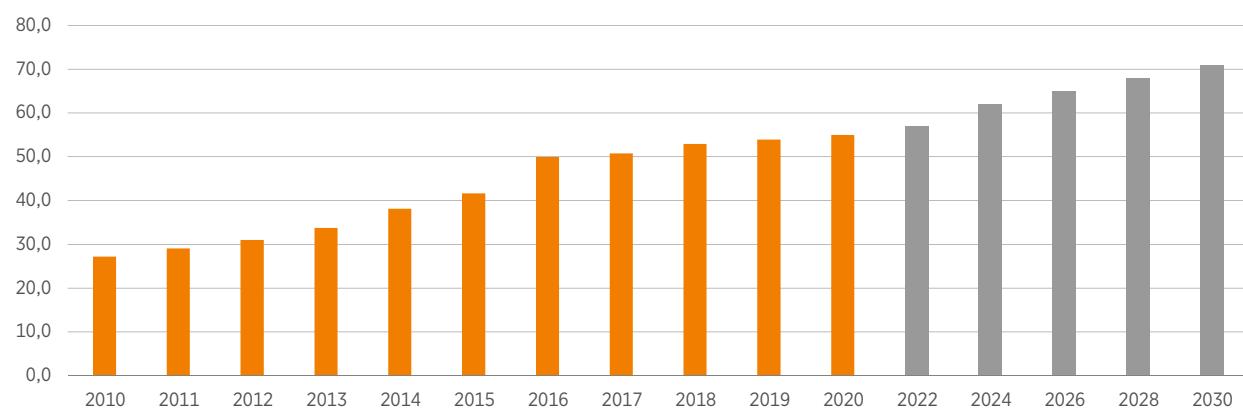
Für den Zehn-Jahres-Zeitraum von 2021 bis 2030 sind nach den Planungen der Bundesregierung im EEG 2021 zusätzliche Windkraftanlagen mit einer Leistung von 16 GW geplant, d. h. ein Zuwachs von 1.600 MW pro Jahr.

Nach Ansicht von Vertretern der Windenergiebranche ist ein jährlicher Zubau von rund 4.500 MW nötig, um die klimapolitischen Ziele zu erreichen.³⁹ Eine Studie des Forschungszentrums Jülich erachtet sogar eine zusätzliche Produktion von 6.600 MW für erforderlich.⁴⁰

Eine Kapazität von 16 GW bedeutet unter der Annahme einer durchschnittlichen Turbinenleistung von 4 MW, dass jedes Jahr im Schnitt 4.000 weitere Windräder installiert werden müssen – aktuell sind in Deutschland etwa 30.000 Windräder installiert. Bei 2.000 Vollaststunden könnten mit 16 GW installierter Kapazität im Jahr 2030 zusätzlich 32 TWh Strom im Jahr erzeugt werden. Zur Einordnung der Turbinenleistung: Die im vergangenen Jahr ans Netz gegangenen Turbinen hatten eine Leistung von durchschnittlich 3,4 MW.⁴¹

Allerdings bleiben bereits jetzt die Ausbauleistungen hinter den Zielen und Planungen zurück. Seit 2017 werden nicht mehr als 1.000 MW pro Jahr an Zusatzkapazität in Betrieb genommen (vgl. Abb. 8).

Abb. 8: Installierte Onshore-Windkraft
in Gigawatt



Ab 2022 Zubauziele der Bundesregierung
Quelle: Bundesverband Windenergie

38 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021), Bundesgesetzblatt, Jg. 2020, Teil 1, Nr. 65, 28.12.2020, § 4.

39 Energy 4.0, 8.9.2020, <https://www.industr.com/de/wir-muessen-den-verlorenen-zubau-der-jahre-bis-nachholen-2525452> (abgerufen am 12.2.2021).

40 Forschungszentrum Jülich (2020), S. III.

41 Deutsche Windguard (2021), S. 6.

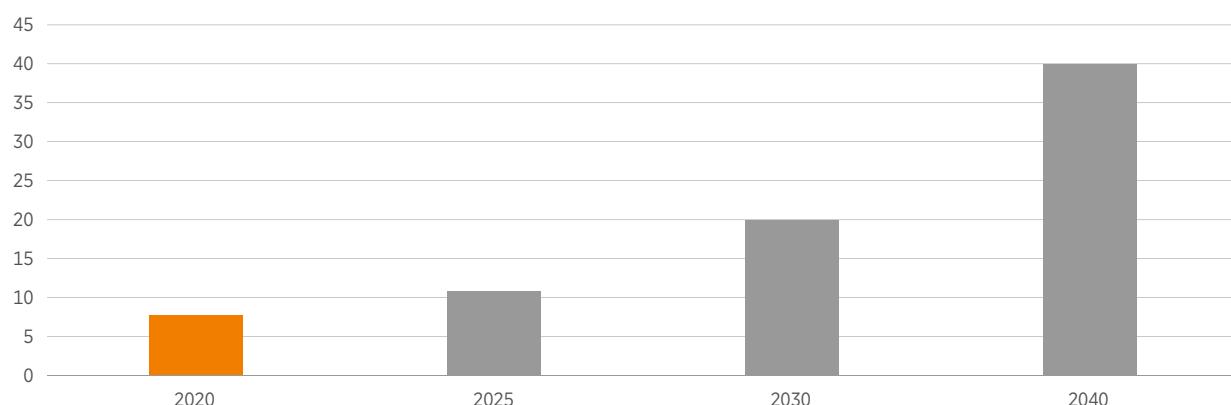
Daher muss kritisch hinterfragt werden, ob die Zubauziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 als realistisch anzusehen sind.

Offshore-Windkraft

Die Bundesregierung ist sich dieser Problematik bewusst, denn in der NWS rückt die Offshore-Windenergie wegen der hohen Vollaststunden als „attraktive Technologie zur Erzeugung Erneuerbaren Stroms“ für die Wasserstoffproduktion in den Fokus.⁴² Neben dem hohen Auslastungsgrad verfügt die Offshore-Windkraft über den zweiten Vorteil der leistungsstärkeren Windkraftanlagen. Ende 2020 waren 1.500 Windräder in Nord- und Ostsee in Betrieb, deren Leistung im Durchschnitt mehr als 5 MW Leistung betrug – gegenüber knapp 1,9 MW bei den Windrädern an Land. Zudem werden die Anlagen immer größer und leistungsfähiger: Das US-amerikanische Unternehmen General Electric (GE) möchte noch in diesem Jahr mit der Serienfertigung einer 260 Meter hohen 12-MW-Turbine beginnen.⁴³ Siemens Gamesa und Siemens Energy planen eine gemeinsame Pilotanlage zur Offshore-Elektrolyse mit einer 14-MW-Turbine und einem 10-MW-Elektrolyseur, die ab 2024 marktreif sein soll.⁴⁴

Die Bundesregierung sieht in ihren Plänen bis 2040 den Ausbau der Offshore-Windenergie von 7,8 GW Ende 2020 auf 20 GW im Jahr 2030 und auf 40 GW im Jahr 2040 vor (vgl. Abb. 9).

Abb. 9: Installierte Offshore-Windkraft
in Gigawatt



Ab 2025 Zubauziele der Bundesregierung
Quelle: Bundesverband Windenergie

Bereits bis 2030 sollen über 12 GW Leistung zugebaut werden. Unter der Annahme von 4.000 Vollaststunden und einer Turbinenleistung von 9 MW könnten im Jahr 2030 knapp 50 TWh Strom erzeugt werden. Zum Vergleich: Die im Jahr 2020 in Betrieb genommenen Anlagen hatten eine durchschnittliche Nennleistung von 6,84 MW.⁴⁵

42 BMWi (2020), S. 18.

43 Der Spiegel, 13.2.2021.

44 Frankfurter Allgemeine Zeitung, 26.1.2021.

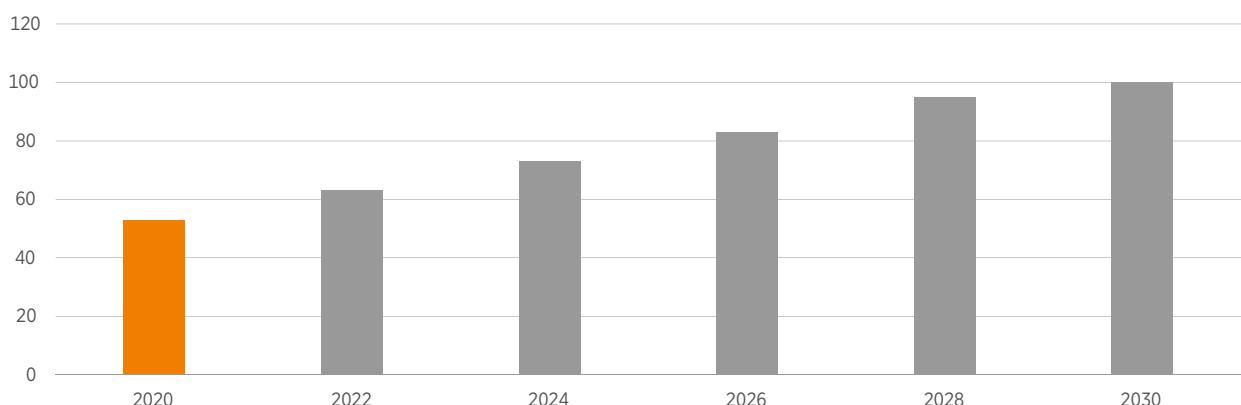
45 Deutsche Windguard (2021a), S. 7.

Photovoltaik

Wind ist die kritische Energiequelle für das Gelingen der Energiewende. Denn Wind weht auch in der Nacht und zudem besonders intensiv im Winter, also in der Jahreszeit, in der die höchsten Strommengen verbraucht werden.

Nicht zuletzt aufgrund der nachlassenden gesellschaftlichen Akzeptanz des weiteren Ausbaus der Onshore-Windenergie gewinnt jedoch die Photovoltaik in den Energieplänen der Bundesregierung an Bedeutung. Ende 2020 waren in Deutschland Photovoltaik-Module mit einer Nennleistung von 53 GW installiert, die insgesamt 53 TWh Energie erzeugten.⁴⁶ Im EEG 2021 ist nun nahezu eine Verdoppelung der installierten Leistung auf 100 GW bis 2030 vorgesehen. Bereits in den beiden Jahren 2021/22 sollen 10 GW zugebaut werden (vgl. Abb. 10). Dies entspricht einer Steigerung der bestehenden Photovoltaik-Kapazität um rund 19 Prozent.

Abb. 10: Installierte Photovoltaik-Kapazität
in Gigawatt



Quelle: Fraunhofer ISE, Bundesregierung

Eine zusätzliche Kapazität von 47 GW könnte 2030 unter der Annahme von 1.000 Vollaststunden pro Jahr 47 TWh Strom erzeugen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass auf der Basis des offiziellen Ausbaupfades der Bundesregierung im EEG 2021 für Erneuerbare Energien rund 130 TWh mehr Strom erzeugt werden können. Diese zusätzliche Strommenge ist gerade ausreichend, um den Anteil der Erneuerbaren Energien bis 2030 auf 65 Prozent zu erhöhen – bei einem angenommenen Bruttostromverbrauch von rund 580 TWh. Dabei ist noch unklar, ob in diesen Zubauzielen die bis 2030 benötigten 20 TWh Strom zur Produktion von 14 TWh Grünem Wasserstoff in vollem Umfang enthalten sind.

Eine von der Bundesregierung eingesetzte unabhängige Expertenkommission erwartet nicht, „dass die Stromnachfrage konstant gehalten werden kann, weil Effizienzfortschritte durch erwartbare starke Wachstumstrends in den Bereichen Elektromobilität, Sektorenkopplung im Wärmemarkt, Industrie und durch den Markthochlauf im Bereich des grünen Wasserstoffs voraussichtlich überkompensiert werden. In der Summe ist daher davon auszugehen, dass der Strombedarf [bis 2030] um etwa 10 Prozent ansteigen wird“ – auf dann um die 640 TWh.⁴⁷ Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) geht sogar von einer Stromnachfrage in Höhe von 748 TWh aus.⁴⁸

46 Fraunhofer ISE (2021), S. 6.

47 Expertenkommission (2021), S. 15.

48 Gerkink/Sprenger (2020), S. 3.

Im Juli 2021 hat die Bundesregierung ihre Prognosen über den gesamtwirtschaftlichen Stromverbrauch im Jahr 2030 nach oben korrigiert. Nun geht sie von einem Bedarf von 645 bis 665 TWh aus, davon 30 MWh für die Erzeugung von Grünem Wasserstoff – gegenüber lediglich 20 TWh in der NWS.⁴⁹ Auf Basis des Mittelwerts von 655 TWh müssen bis 2030 rund 75 TWh Strom mehr erzeugt werden als bisher angenommen.

Wenn diese zusätzliche Stromnachfrage, wie in den Klimaschutzplänen vorgesehen, zu 65 Prozent durch Erneuerbare Energien gedeckt werden soll, müssten knapp 50 TWh Strom regenerativ erzeugt werden. Verteilt man diese Menge zu jeweils einem Drittel auf die drei großen Erneuerbaren Energieerzeuger, dann werden 2030 zusätzlich zu den Planungen der Bundesregierung jeweils rund 16,5 GW benötigt, d. h.:

- ▶ 2.060 Windkraftanlagen an Land und
- ▶ 460 Windkraftanlagen auf See und
- ▶ 16,5 GW Solarmodule.

Im Ergebnis müssten die Erneuerbaren Energien deutlich stärker ausgebaut werden als im EEG 2021 geplant. Dies gilt umso mehr, wenn im Zuge der verschärften Klimaschutzziele aus dem Frühjahr 2021 die Erneuerbaren Energien einen größeren Anteil als 65 Prozent an der Stromproduktion haben sollen.

Bundesumweltministerin Svenja Schulze hat im Januar 2021 angekündigt, dass sie den Ausbaupfad für Onshore-Windkraftanlagen bis 2030 auf 95 GW anheben will – d. h. auf insgesamt 4.000 MW im Jahr. Freilich versäumte sie es, zu erklären, wie dieses Ziel angesichts der nachlassenden Akzeptanz der Onshore-Windkraft in der Bevölkerung operativ umgesetzt werden soll. Ebenso hat die Ministerin die Zubauziele bei der Photovoltaik noch einmal um 50 Prozent auf insgesamt 150 GW aufgestockt.⁵⁰ Ähnlich wie bei der Onshore-Windenergie bleibt auch hier offen, wie dies erreicht werden kann.

Zur Veranschaulichung: Ein Ausbau der Onshore-Windenergie von 55 auf 95 GW Kapazität würde bedeuten, dass bis 2030 neben den bereits im Einsatz befindlichen 30.000 Turbinen insgesamt 10.000 weitere Windräder installiert werden müssten.

Die Expertenkommission ist daher hinsichtlich des Erreichens dieser Ziele skeptisch. „Ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien [wäre zwar] zielführend.“ Jedoch dürfte dies „aufgrund von Flächenrestriktionen, Akzeptanzproblemen und des mehrjährigen Vorlaufs bei großen Projekten im Inland nicht wahrscheinlich sein.“⁵¹

Für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bedeutet dies, dass die Erzeugung der bis 2030 zusätzlich benötigten 20 bis 30 TWh regenerativ erzeugten Stroms nicht sichergestellt ist. Die Inbetriebnahme der Elektrolyseure könnte vor diesem Hintergrund zu einem Crowding-Out führen. Die Stromnachfrage der Elektrolyseanlagen verdrängt die Nachfrage aus anderen Sektoren, die dann auf Strom aus fossilen Quellen zurückgreifen müssen.

Werden im umgekehrten Fall die Elektrolyseure mit Strom betrieben, der aktuell noch etwa zu 45 Prozent fossil erzeugt wird – auch im Jahr 2030 werden es voraussichtlich immer noch 35 Prozent sein –, ist der Wasserstoff nicht mehr CO₂-frei, sondern nur noch CO₂-arm – wie Blauer und Türkiser Wasserstoff.

49 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/07/20210713-erste-abschaetzungen-stromverbrauch-2030.html>
(abgerufen am 12.7.2021); Handelsblatt, 14.7.2021.

50 Handelsblatt, 14.1.2021.

51 Expertenkommission (2021), S. 16.

Dieses Problems sind sich die Protagonisten einer Grünen Wasserstoffwirtschaft durchaus bewusst. Sie betonen daher stets einen notwendigen „raschen Ausbau“ der Erneuerbaren Energien oder den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft „mit Rücksicht auf das Grünstromangebot“.⁵²

Damit kann das eben erwähnte Dilemma jedoch nicht aufgelöst werden: Entweder erfolgt die Marktexpansion mit Rücksicht auf die Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien – also vergleichsweise langsam – oder die Wasserstoffwirtschaft wird schnell entwickelt und kann dann aber nicht ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basieren.

Die NWS ist daher sowohl unterambitioniert als auch überambitioniert. Einerseits wird bis 2030 die Erzeugung von lediglich 14 TWh Grünem Wasserstoff geplant, obwohl die erwartete Nachfrage deutlich größer ist; dies gilt auch dann, wenn statt 14 TWh – wie im Juli 2021 angekündigt – knapp 20 TWh Grüner Wasserstoff erzeugt werden sollen. Andererseits ist nicht sichergestellt, dass die zusätzliche regenerative Stromproduktion ausreicht, um nur 14 TWh an Grünem Wasserstoff in Deutschland zu produzieren.

Noch größer wird die Herausforderung, regenerativen Strom im notwendigen Ausmaß zu erzeugen, wenn bis zum Jahr 2050 rund 50 bis 80 GW einheimische Elektrolyseurkapazität aufgebaut werden sollen. Auf der Basis des Mittelwerts von 65 GW Elektrolyseurkapazität müssten zu den in der NWS geplanten zehn GW Kapazität bis 2035/40 weitere 55 GW errichtet werden. Die Nachfrage nach regenerativ erzeugtem Strom stiege dadurch innerhalb von maximal 15 Jahren um mehr als 200 TWh an.

3.1.2. Blauer Wasserstoff und CO₂-Speicher

Blauer Wasserstoff basiert technisch auf der Dampfreformierung von Erdgas (Grauer Wasserstoff), der erprobten und vielfach angewandten Technologie zur Wasserstoffproduktion. Neu ist die daran gekoppelte Abtrennung, der Abtransport sowie die sichere Einlagerung des dabei als „Abfallprodukt“ entstehenden CO₂. Im Mittelpunkt der Diskussion steht daher insbesondere die Speicherung des CO₂. Dies ist der kritische Faktor für den Aufbau einer Blauen Wasserstoffwirtschaft – vergleichbar mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien beim Grünen Wasserstoff.

Notwendig sind dauerhaft sichere und ausreichend groß bemessene Speichermöglichkeiten. Denn bei der Produktion von 100 TWh Wasserstoff müssen auf der Basis von direkten CO₂-Emissionen von 9,5 Kilogramm je Kilogramm Wasserstoff und einer CO₂-Abscheidungsrate von 90 Prozent rund 26 Millionen Tonnen CO₂ eingelagert werden.⁵³ Unter der Annahme direkter CO₂-Emissionen von 10,6 Kilogramm erhöht sich der Speicherbedarf auf 29 Millionen Tonnen (siehe Kapitel 2.1).

Für den Fall, dass die notwendigen Lagerstätten vorhanden sind, könnten bei der Erzeugung von Blauem Wasserstoff bis 2040 weniger CO₂-Emissionen in die Atmosphäre gelangen als bei der Produktion von Elektrolysewasserstoff auf der Basis des jeweils aktuellen Strommix.⁵⁴

52 Bukhold (2020), S. 46; Greenpeace Energy (2020), S. 21.

53 Öko-Institut (2020), S. 49.

54 Greenpeace Energy (2020), S. 12 f.

Die potenziellen CO₂-Speicherkapazitäten in Deutschland sind jedoch begrenzt. Theoretisch möglich wäre eine Einlagerung in:⁵⁵

- ▶ erschöpften Erdgaslagerstätten: 2,75 Mrd. Tonnen CO₂,
- ▶ erschöpften Erdöllagerstätten: 130 Mill. Tonnen CO₂ und in
- ▶ salinaren Aquiferen (tiefen Salzwasser führende Grundwasserleiter): 6 bis 13 Mrd. Tonnen CO₂.
- ▶ Über nennenswerte eigene potenzielle Lagerstätten in der Nordsee verfügt Deutschland nicht.

Die Größe der Speicher ist dennoch ausreichend, um Blauen Wasserstoff als Brückentechnologie für den Zeitraum bis 2040 auch in Deutschland zu produzieren. Allerdings ist der Bau von CO₂-Speichern in Deutschland „aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich“, da die gesellschaftlichen und politischen Widerstände zu stark sein dürften.⁵⁶ In der Bundesrepublik gibt es schon seit 2012 ein Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, das „die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten“ regelt.⁵⁷

Allerdings haben z. B. die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein die CO₂-Speicherung für ihre Länder ausgeschlossen. Und die Erfahrungen aus Versuchprojekten sind ernüchternd: Kommunikation und Information hätten nicht zwingend zur Akzeptanz bei den Anliegern solcher Lagerstätten geführt, schreibt die Bundesregierung. Sie will dennoch nicht ausschließen, dass es zu einem Bewusstseinswandel in der Bevölkerung kommen könnte, weil die Auswirkungen des Klimawandels immer offensichtlicher werden.⁵⁸

Auf Lagerstätten im Ausland bzw. in der Nordsee werden deutsche Unternehmen auf absehbare Zeit nicht zugreifen können. Zurzeit gibt es zehn Projekte von Nordsee-anrainerstaaten, die Unternehmen aus diesen Ländern vorbehalten sind und bei denen zwischen 2021 und 2025 jährlich drei Millionen Tonnen CO₂ eingelagert werden könnten. Ab 2026 soll das Volumen auf sieben Millionen Tonnen im Jahr ansteigen und bis 2035 etwa 75 Millionen Tonnen erreichen. Erst nach 2040 dürften die Kapazitäten der Lagerstätten in der Nordsee groß genug sein, um auch CO₂ aus Deutschland aufzunehmen.⁵⁹ Die norwegische Regierung ist zwar grundsätzlich bereit, deutsches CO₂ einzulagern – allerdings ist der zeitliche Horizont sehr fern.⁶⁰

Im Ergebnis stellt das ungelöste Speicherproblem bislang eine unüberwindliche Hürde für die Erzeugung von Blauem Wasserstoff in Deutschland dar. Politisch und ökonomisch möglich ist jedoch die Nutzung von Blauem Wasserstoff, der im Ausland erzeugt und importiert wird.

55 Bukhold (2020), S. 52; https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/Speichermoeglichkeiten/speichermoeglichkeiten_node.html (abgerufen am 17.2.2021).

56 Greenpeace Energy (2020), S. 60.

57 Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG), Bundesgesetzblatt, Teil I, Nr. 38, 17.8.2012.

58 Deutscher Bundestag (2018), S. 6.

59 Greenpeace Energy (2020), S. 59 f.

60 Handelsblatt, 17.3.2021.

3.1.3. Türkiser Wasserstoff und fester Kohlenstoff

Türkiser Wasserstoff basiert wie Blauer Wassersstoff auf dem fossilen Energieträger Erdgas, genauer auf Methan, das in der Regel fossilen Ursprungs ist. Bei der „Methanpyrolyse“ genannten Technologie zur Wasserstoffproduktion entsteht als „Abfallprodukt“ kein gasförmiges CO₂, sondern fester Kohlenstoff (Graphit) – ein Abfallprodukt, das unter Klimaschutzaspekten unbedenklich ist. Noch befindet sich die Technik in der Forschungs- und Testphase. Optimistische Prognosen erwarten allerdings bereits in der zweiten Hälfte der 2020er-Jahre die Marktreife.⁶¹ Mit größeren Produktionsmengen ist jedoch erst ab 2030 zu rechnen.⁶²

Türkiser Wasserstoff weist einen wichtigen Vorteil auf: Der Energieeinsatz ist deutlich geringer als bei der Elektrolyse, also der Produktion von Grünem Wasserstoff. Türkiser Wasserstoff benötigt 10 MWh Energie bei der Erzeugung einer Tonne Wasserstoff, Grüner Wasserstoff erfordert demgegenüber 55 MWh bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 60 Prozent bzw. 47 MWh bei einem Wirkungsgrad von 70 Prozent. Grauer Wasserstoff benötigt sechs MWh Energie.⁶³ Dazu kommt bei Blauem Wasserstoff der Energiebedarf für die Abscheidung, den Transport und die Einlagerung des CO₂.

Nicht zuletzt deshalb kommen die Verfasser des Hintergrundpapiers zum Dialogprozess „Gas 2030“ zu dem Ergebnis, dass die Methanpyrolyse „großes Entwicklungspotenzial“ bietet und dass „Wasserstoff in großem Maßstab und zu Kosten, die unterhalb des Elektrolyse-Wasserstoffs liegen“, für die Industrie bereitgestellt werden könnte.⁶⁴

Hinzu kommt: Türkiser Wasserstoff muss im Gegensatz zu Grünem Wasserstoff nicht über weite Strecken transportiert werden. Die Produktion kann in unmittelbarer Nähe der (industriellen) Verbraucher im Binnenland stattfinden. Nicht zuletzt aus diesem Grund engagiert sich das Chemieunternehmen BASF, das einen großen Wasserstoffbedarf hat, bei der Entwicklung dieser Technologie zur Marktreife.

Elektrolyseure werden demgegenüber mit großer Wahrscheinlichkeit vorzugsweise an der Küste ange siedelt sein, wo der größte Teil des regenerativen Stroms erzeugt wird.

Das benötigte Erdgas kann über die vorhandene Infrastruktur transportiert werden, sodass die Investitionen für den Aufbau eines Wasserstofftransport- und -verteilnetzes geringer ausfallen als bei einer Grünen Wasserstoffwirtschaft.

Problematisch ist die CO₂-freie Erzeugung der benötigten Prozesswärme, um Türkisen Wasserstoff gänzlich CO₂-frei zu erzeugen. Grund dafür sind die hohen Reaktortemperaturen von bis zu 1.200 Grad Celsius. Möglich ist der Einsatz von mit Erneuerbarem Strom betriebenen elektrischen Lichtbogenanlagen, wodurch die Erzeugungskosten jedoch deutlich ansteigen.⁶⁵

Ein zweites Problem: Bei der Erzeugung von 100 TWh Wasserstoff fallen etwa 10 Millionen Tonnen reiner Kohlenstoff an, die entweder als Rohstoff genutzt werden oder dauerhaft gelagert werden müssen.⁶⁶ Der Kohlenstoff ist ein wichtiges industrielles Vorprodukt, z. B. bei der Reifen- und Batterieherstellung. Möglich ist zudem eine Nutzung in der Landwirtschaft als Humusbilder.⁶⁷

61 Stückrad (2020).

62 Schulte/Schönfisch/Brändle (2020), S. 2.

63 Bielmeier (2020).

64 Dena u. a. (2019), S. 34.

65 Öko-Institut (2020), S. 52; DLR, Teil 1 (2020), S. 23.

66 Öko-Institut (2020), S. 50-53.

67 DLR, Teil 1 (2020), S. 23.

Die bei einer umfangreichen Produktion von Türkisem Wasserstoff anfallenden Kohlenstoffmengen könnten jedoch die Nachfrage deutlich übersteigen, sodass Lagerstätten für die Überschussmengen gefunden werden müssten. Widerstand aus der Bevölkerung wäre in diesem Fall nicht zu erwarten, da es sich bei granularem Kohlenstoff nicht um ein potenziell gefährliches Lagergut handelt. Die Lagerkosten dürften den Türkisen Wasserstoff jedoch verteuern, dies aber erst, nachdem der globale Kohlenstoffmarkt gesättigt ist.

Ein weiterer Vorteil der Pyrolyse ist, dass kein Wasser zur Produktion des Türkisen Wasserstoffs benötigt wird.

Festzuhalten bleibt: Wenn der Engpass beim Ausbau der Erneuerbaren Energien für die Produktion von Grünem Wasserstoff nicht beseitigt werden kann, Blauer Wasserstoff politisch nicht durchsetzbar ist und Türkiser Wasserstoff noch keine Marktreife erreicht hat, könnte bei der Marktexpansion der Wasserstoffwirtschaft ein Mengenproblem erwachsen. Im Inland produzierter Wasserstoff steht dann nicht in dem Maße zur Verfügung, wie es in der NWS vorgesehen ist, um die Wasserstoffwirtschaft schnell aufzubauen. Damit stellt sich die Frage, ob Importwasserstoff diese Lücke kurzfristig ausfüllen kann (siehe Kapitel 3.4.2).

3.2 Transportinfrastruktur und Speicher

Eng verbunden mit dem Aufbau der Produktionskapazitäten für Wasserstoff in Deutschland ist die Herausforderung, diesen Energieträger von den Produktionsanlagen zu den industriellen (und perspektivisch auch privaten) Verbrauchern zu transportieren. Darüber hinaus ist es notwendig, eine leistungsfähige Importinfrastruktur aufzubauen. Denn Deutschland wird auch im Wasserstoffzeitalter in großem Maße Energieimportland bleiben (siehe Kapitel 3.4.2).

Daher stellt sich ein Synchronisierungsproblem, das in der Netzwerkökonomie bekannt ist und in der Regel mit der „Henne-Ei“-Metapher umschrieben wird:⁶⁸ Der ökonomische Betrieb des Leitungsnetzes und damit auch die Bereitschaft zum zügigen Aufbau der Transportinfrastruktur ist abhängig von der Menge des durchgeleiteten Wasserstoffs, d. h. davon, dass das Angebot und die Nachfrage nach Wasserstoff ausreichend groß bemessen sind. Die Abnehmer aus der Industrie wiederum sind nur dann bereit, in die (Grüne) Wasserstofftechnologie zu investieren, wenn sie davon ausgehen können, zuverlässig mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff versorgt zu werden.

Derzeit wird der Graue Wasserstoff überwiegend am Ort des Verbrauchs erzeugt. Gleichermaßen könnten Blauer und Türkiser Wasserstoff in Deutschland für die industriellen Großverbraucher am Ort der Verwendung produziert werden. Jedoch ist ein umfassender Infrastrukturausbau vor allem für die Erzeugung des Grünen Wasserstoffs notwendig, der vornehmlich aus Gründen der Stromnetzverträglichkeit an den windreichen Standorten in Norddeutschland – in unmittelbarer Nähe zu den Windkraftanlagen – produziert werden sollte und von dort nach Süden transportiert werden müsste.

Grundsätzlich wäre nach einem Ausbau der Stromübertragungsnetze in Nord-Süd-Richtung die Produktion von Grünem Wasserstoff mit norddeutschem Windstrom auch in Süddeutschland möglich. Die Produktion auf der Basis von in Süddeutschland erzeugtem Photovoltaikstrom ist theoretisch zwar möglich, führt aufgrund der geringen Zahl an Vollaststunden jedoch zu hohen Gestehungskosten.⁶⁹

68 Caillaud/Jullien (2003), S. 309-328.

69 Grimm (2020), S. 25.

Ein zweiter Grund für den Ausbau der Transportinfrastruktur: Die für eine Deckung der saisonabhängigen Nachfrage notwendigen Wasserstoffspeicherkapazitäten in Form unterirdischer Salzkavernen befinden sich vornehmlich im Norden Deutschlands, z. B. in Jemgum und Nüttermoor in Ostfriesland sowie in Huntorf in der Wesermarsch.⁷⁰ Von dort müsste der Wasserstoff nach West- und Süddeutschland transportiert werden.⁷¹

Allerdings wird auch im Fall des Imports von Wasserstoff ein Ausbau des Pipelinennetzes notwendig. Der alternative Transport von Wasserstoff per Lkw ist bei einem höheren Wasserstoffbedarf – zumal über längere Distanzen – nicht kostengünstiger als der Transport durch Pipelines.⁷²

Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz

Wasserstoff kann bereits heute bis zu einem Anteil von 10 Volumenprozent dem Erdgas beigemischt und damit durch das existierende Erdgastransportnetz und -verteilnetz geleitet werden. Aktuell bereitet der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW) die Grundlagen für eine Wasserstoffbeimischungsquote von 20 Volumenprozent.⁷³ Die Bundesregierung schließt jedoch eine Beimischung von Wasserstoff „in bestehende und genutzte Erdgasnetze [...] aus Gründen der Energieeffizienz grundsätzlich aus“. Grüner Wasserstoff sei ein „teures und knappes Gut“ und solle daher primär dort eingesetzt werden, wo dieser Energieträger langfristig den größten Klimaschutzeffekt habe und es keine technisch effizienteren Optionen zur Dekarbonisierung gäbe. Im Fokus liege der Einsatz von Grünem Wasserstoff in der Industrie.⁷⁴ Eine schnelle Senkung der Treibhausgasemissionen durch verringerte CO₂-Emissionen im Wärmesektor scheidet damit aus, obwohl knapp die Hälfte der Wärme in Deutschland im Jahr 2020 auf der Basis von Erdgas erzeugt wurde.⁷⁵ Der Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung spricht sich in seinem Jahresgutachten 2020/21 für die Einspeisung wasserstoffbasierter Energieträger in das Gasnetz aus.⁷⁶ Die Bundesregierung entscheidet sich damit gegen das Prinzip der Technologieoffenheit und verzichtet bewusst darauf, innerhalb des vorgegebenen ordnungspolitischen Rahmens, z. B. der CO₂-Bepreisung, den Markt über die ökonomisch sinnvollste Verwendung des Wasserstoffs entscheiden zu lassen. Zudem könnte eine Beimischungspflicht oder eine Treibhausgas-Minderungsquote für den Wärmesektor die Nachfrage nach Grünem Wasserstoff erhöhen und auf diesem Weg die Marktentwicklung der Wasserstoffwirtschaft unterstützen.

Für den Transport von reinem Wasserstoff ist der Aufbau einer eigenen Infrastruktur, d. h. spezieller Wasserstoffnetze, notwendig. Wasserstoffleitungen gibt es in Deutschland schon seit 1938.⁷⁷ Zurzeit existieren drei regionale Netze – als „Insellösungen“ im Eigentum ihrer Betreiber: Die längste Pipeline betreibt Air Liquide im Rhein-Ruhr-Gebiet. Das Netz erstreckt sich vom Chemiepark Marl nach Castrop-Rauxel und Leverkusen auf einer Länge von insgesamt 240 Kilometern. Im Mitteldeutschen Chemiedreieck um die großen Standorte Bitterfeld, Schkopau und Leuna verfügt Linde über ein Wasserstoffnetz mit einer Gesamtlänge von 150 Kilometern. Eine dritte Leitung läuft in Schleswig-Holstein über 30 Kilometer von der Raffinerie in Heide zum Chemcoast Park in Brunsbüttel.⁷⁸

70 Börsen-Zeitung, 20.3.2021.

71 DLR, Teil 2 (2020), S. 25; DLR, Teil 1 (2020), S. 27 f.

72 <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/> (abgerufen am 30.3.2021).

73 VDI-Nachrichten, 29.1.2021.

74 BMF (2020), S. 19.

75 www.bdew.de/media/documents/Nettowaermeerz_D_2020_online_o_jaehrlich_Ki_05032021.pdf, Nettowärmeerzeugung (abgerufen am 18.3.2021)

76 Sachverständigenrat (2020), TZ 468.

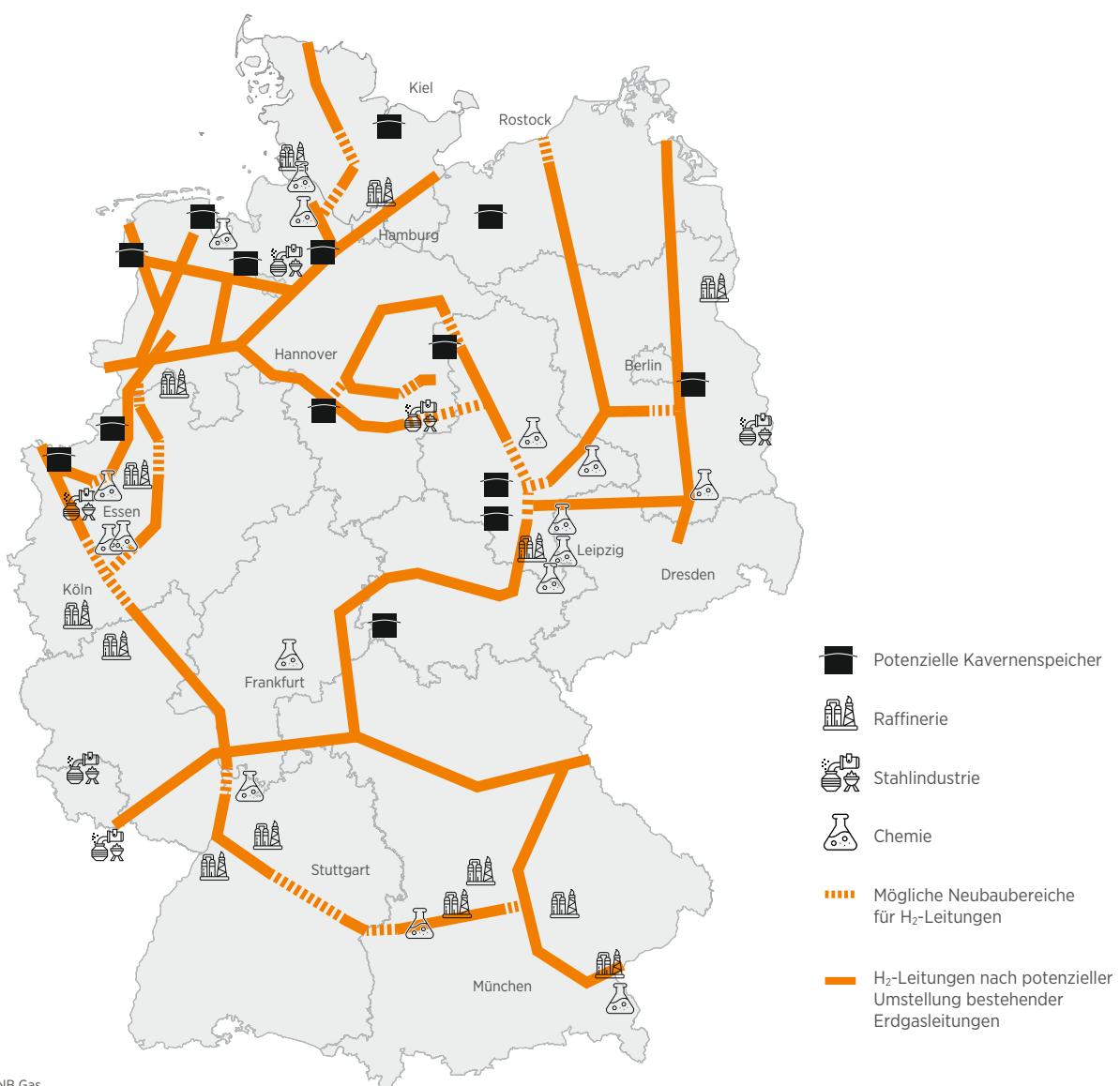
77 Dena u. a. (2019), S. 36.

78 Chemie Technik, 9.2.2021 (abgerufen am 23.2.2021).

Das Ziel der Bundesregierung und der Gasnetzbetreiber ist ein deutschlandweites, öffentliches Wasserstoffnetz, das zeitlich koordiniert zur Wasserstoffproduktion und -verwendung aufgebaut werden soll. Der Zugang soll für jedes Unternehmen, das Wasserstoff erzeugt und einspeist, sowie für jeden Abnehmer diskriminierungsfrei zu gleichen Entgelten möglich sein – analog zum heutigen Erdgasnetz.⁷⁹

Wie diese überregionale Infrastruktur perspektivisch aussehen könnte, zeigt das „visionäre Wasserstoffnetz“, das die Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) im Jahr 2020 vorgestellt haben. In diesem Konzept sind Leitungen mit einer Gesamtlänge von rund 5.900 Kilometern vorgesehen, die die großen Zentren der Wasserstofferzeuger und -verbraucher in den Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme in Deutschland sowie Speicher und Importstandorte verbinden. Zudem sollen 80 Prozent des deutschen Fahrzeugbestandes und ein Teil des nicht elektrifizierten Schienenverkehrs in Reichweite des Netzes liegen, um einen Beitrag zur Verkehrswende zu leisten. Dieses visionäre Leitungssystem basiert dabei zu über 90 Prozent auf dem bereits bestehenden Erdgasnetz, was zu niedrigen Ausbaukosten führen soll (vgl. Abb. 11).

Abb. 11: Visionäres Wasserstoffnetz



79 Ebenda.

Politisch umstritten ist der Weg, der beim Aufbau beschritten werden soll. Bei einem Wasserstoffnetz in einer bestimmten Region handelt es sich um ein natürliches Monopol, bei dem aufgrund der hohen Kosten für den Aufbau eines parallelen Leitungsnetzes ein Preiswettbewerb durch potenzielle Konkurrenten theoretisch zwar möglich, faktisch aber ausgeschlossen ist. In diesem Fall des Marktversagens übernimmt der Staat die Aufgabe, das natürliche Monopol zu regulieren.⁸⁰

Im Kern geht es in der aktuellen Diskussion – neben der Regelung des Netzzugangs – vor allem um die Frage, wer den Aufbau des Wasserstoffnetzes finanzieren soll. Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) plädieren dafür, das Wasserstoffnetz in die bestehende (Entgelt-)Regulierung der Erdgasnetze einzubeziehen. Erdgasnetz und Wasserstoffnetz würden in diesem Fall regulatorisch als Einheit betrachtet. Die Nutzer der Erdgasnetze – d. h. auch private Haushaltskunden – könnten auf diesem Weg zur Quersubventionierung des Aufbaus des Wasserstoffnetzes herangezogen werden, obwohl sie keinen Wasserstoff nutzen.⁸¹

Eine gemeinsame Regulierung erlaube pragmatisch und kostengünstig die Umwidmung bzw. Einbindung von Teilen des Erdgasnetzes in das neue Wasserstoffnetz und beschleunige so den notwendigen Auf- und Ausbau. Das für 2030 von den Fernleitungsbetreibern im ersten Schritt geplante „H₂-Startnetz“ mit einer Länge von knapp 1.300 Kilometern würde nur zu „einer sehr moderaten Erhöhung der Fernleitungsnetzentgelte von weniger als 1 Prozent im Jahr 2031“ führen.⁸² Der Ausbauplan umfasst insgesamt 1.142 Kilometer Erdgasleitungen, die auf den Transport von Wasserstoff (und synthetischem Methan) umgestellt werden sollen, sowie den Neubau von 151 Kilometern.⁸³

Ohne eine gemeinsame Finanzierung werde der Aufbau „signifikant teurer für die Wasserstoffkunden und könnte den Aufbruch in die Wasserstoffwirtschaft um Jahre verzögern“, geben die FNB Gas zu bedenken.⁸⁴

Im Ergebnis sehen die Befürworter einer gemeinsamen Regulierung einen Trade-off zwischen der Ausgestaltung der Regulierungspolitik und der Schnelligkeit bzw. den Kosten des Netzausbaus.

Demgegenüber präferiert die Bundesregierung in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes eine getrennte Regulierung der beiden Netze. Denn dadurch könne den Anforderungen des sich im Aufbau befindlichen Wasserstoffmarktes besser Rechnung getragen werden. Zudem seien die Markt-zutrittsbarrieren für neue Akteure, die bislang keine Gasinfrastruktur betreiben, geringer als bei einer einheitlichen Regulierung. Denn im Falle einer vorhandenen Netzinfrastruktur bestehe eine erhebliche Markteintrittsbarriere für andere Wettbewerber, weil die Transformationskosten geringer sein dürften als die Aufbaukosten eines neuen Netzes – diese Hürde würde durch die Möglichkeit der Quersubventionierung noch höher. Betreiber von Erdgasnetzen sind vom Aufbau des Wasserstoffnetzes nicht ausgeschlossen, müssten jedoch „zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung in ihrer internen Rechnungslegung ein eigenes Konto für die Tätigkeit des Betriebs von Wasserstoffnetzen so [...] führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeit von rechtlich selbständigen Unternehmen ausgeführt würde.“⁸⁵ Eine eindeutige Kostenzuordnung wird dadurch erleichtert.⁸⁶

Eine kostenorientierte Entgeltregulierung ist in der Novelle nicht vorgesehen, allerdings ist bisher auch noch unklar, wie die Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur überhaupt ermittelt und wie diese finan-

80 Lichter (2016), S. 135.

81 Zerres (2021).

82 Chemie Technik, 9.2.2021 (abgerufen am 23.2.2021).

83 FNB Gas (2020), S. 175.

84 Energate, 28.1.2021.

85 Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes, §28k, 2.

86 Schröder (2021).

ziert werden sollen.⁸⁷ Zudem wird eine bei den Strom- und Erdgasnetzen bestehende Anreizregulierung vorerst nicht eingeführt.⁸⁸ Der Verzicht soll verhindern, dass die Netzbetreiber Monopolgewinne erzielen, und zugleich sicherstellen, dass das Wasserstoffnetz zu möglichst niedrigen Kosten betrieben wird.

Im Ergebnis steht die Bundesregierung vor den Herausforderungen,

- ▶ die Anpassung und Erweiterung des rechtlich-regulatorischen Rahmens vorzunehmen,
- ▶ die Rechts- und Planungssicherheit für die Investitionen zu schaffen und
- ▶ die anreizkompatiblen Finanzierungsentscheidungen zu treffen.

Anderenfalls könnte – ebenso wie der Zubau der Erneuerbaren Energien – der Ausbau des Transportnetzes einen Engpassfaktor beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft darstellen. Denn noch ist das von den FNB Gas für 2030 geplante Wasserstoffnetz nicht ausreichend groß dimensioniert, um die in der NWS geplanten 14 TWh an Grünem Wasserstoff zu transportieren. Die FNB geben zu bedenken, dass das H₂-Startnetz für eine Erzeugungskapazität von drei Gigawatt ausgelegt ist, nach den Vorstellungen der Bundesregierung jedoch Elektrolyseure mit einer Leistung von fünf Gigawatt Wasserstoff erzeugen sollen.⁸⁹

Der Aufbau einer geeigneten Wasserstoffspeicherinfrastruktur ist politisch nicht umstritten. Deutschland verfügt über Erdgasspeicher mit einem Volumen von rund 24 Milliarden Kubikmeter – die größten in Europa. Der überwiegende Teil davon sind unterirdische Kavernenspeicher, die auch Wasserstoff speichern können.⁹⁰ Der diskriminierungsfreie Zugang aller Kunden ist im Rahmen der Regulierung gesichert.⁹¹

Saisonalen Großwasserstoffspeichern wird aufgrund des steigenden Flexibilitätsbedarfs in einer Wasserstoffinfrastruktur ein hoher Systemwert für die Gewährleistung der Netzstabilität zukommen. Deutschlands Gasspeicherinfrastruktur setzt sich zu mehr als 60 Prozent aus Kavernenspeichern und knapp 40 Prozent Porespeichern zusammen. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wasserstofftauglichkeit der Speicheranlagen und der geringeren volumenbezogenen Energiedichte von Wasserstoff würde sich das aktuelle Gasspeichervolumen von etwa 270 TWh auf rund 60 TWh theoretisches Wasserstoffspeicherpotential verringern. Um den Markt vor diesem Hintergrund anzureizen, einen kosteneffizienten Aufbau von Wasserstoffspeicherkapazitäten vorzunehmen, bedarf es einer frühzeitigen und gleichzeitig langfristigen Festlegung der regulatorischen Rahmenbedingungen auch für die Wasserstoffspeicherinfrastruktur.

3.3 Aufbau der industriellen Wertschöpfungskette

Neben den energie- und klimapolitischen Zielen der Umweltverträglichkeit sowie der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit verfolgt die NWS auch das industriepolitische Ziel, die internationale Technologieführerschaft des Standorts Deutschland im Bereich der Erneuerbaren Energien und Wasserstofftechnologien zu erlangen – und zwar über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg. Das Ziel-

87 Energate, 17.2.2021 (abgerufen am 25.2.2021).

88 Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes, §280, 1.

89 Powernews.org, 10.2.2021.

90 DLR, Teil 2 (2020), S. 28.

91 Börsen-Zeitung, 13.3.2021.

spektrum der Energie- und Klimaschutzpolitik hat sich mithin erweitert. Im Folgenden werden exemplarisch die Perspektiven des Maschinen- und Anlagenbaus sowie der Stahlindustrie betrachtet.

Maschinen- und Anlagenbau

- Die deutschen Maschinen- und Anlagebauer haben hervorragende Voraussetzungen, um von der politisch forcierten Hinwendung zu Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff zu profitieren. Viele ihrer Produkte sind im globalen Vergleich technologisch führend, die Palette ist breit gefächert und reicht von der Herstellung von Wind- und Wasserturbinen über den Aus- und Umbau der elektrischen Infrastruktur, Heiz- und Kühlsysteme mit Wärmerückgewinnung, Automatisierungs-technik sowie effektiven Motoren bis hin zur Entwicklung von Brennstoffzellen. Hinzu kommt eine hochgradige und über Jahrzehnte kultivierte Vernetzung der verschiedenen Sparten und Disziplinen einschließlich Hochschulen und Forschungseinrichtungen, um komplexe Gesamtlösungen auch anderen Ländern anbieten zu können oder dort entsprechende Anlagen zu errichten.
- Eine Analyse der Unternehmensberatung Oliver Wyman geht davon aus, dass etwa 70 Prozent der weltweiten CO₂-Emissionen durch neue Produkte des Maschinenbaus reduziert werden können. Das Umsatzpotenzial bewertet die Studie mit gut einer Billion Euro bis zum Jahr 2050.⁹²
- Noch größere Dimensionen könnte der Markt laut der gemeinsamen Studie des Branchenverbands VDMA und der Unternehmensberatung BCG erreichen: Die Dekarbonisierung, der Umstieg auf grüne Technologien sowie die enge Verflechtung des Maschinen- und Anlagenbaus mit nahezu allen Industrien würden bis 2050 ein Marktpotential von mehr als 300 Milliarden Euro im Jahr eröffnen. Zusammengerechnet entspräche dies rund 10 Billionen Euro bis zur Mitte des Jahrhunderts.
- Die BCG/VDMA-Studie bewertet den deutschen Maschinenbau als das Ökosystem mit der höchsten Leistungsfähigkeit bei vernetzten Produktionstechnologien, die stark auf Nachhaltigkeitsziele einzahlen.⁹³
- Das Fraunhofer-Institut sieht substanzielle Chancen für die deutsche Industrie vor dem Hintergrund der erwarteten weltweiten Wasserstoffnachfrage. Allein eine installierte Elektrolyseur-Kapazität von 3.000 GW im Jahr 2050 entspräche einer möglichen Wertschöpfung für die deutsche Industrie von etwa 5,5 Milliarden Euro pro Jahr.⁹⁴
- Wird der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft zügig in Angriff genommen, ist für deutsche Hersteller von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen insgesamt eine jährliche Wertschöpfung von 10 Milliarden Euro im Jahr 2030 und 32 Milliarden Euro im Jahr 2050 möglich.⁹⁵

Im Ergebnis könnte der deutsche Maschinen- und Anlagenbau von einem schnellen Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft auf dem Heimatmarkt in hohem Maße profitieren – und auf den Exportmärkten mit Referenzprojekten aus Deutschland werben.

92 Oliver Wyman (2020).

93 BCG/VDMA (2020).

94 Fraunhofer ISI/ISE (2019).

95 Fraunhofer Gesellschaft (2020).

Stahlindustrie

Die Stahlindustrie ist aufgrund ihres großen Energiebedarfs und CO₂-Einsparpotenzials eine Schlüsselbranche beim klimaneutralen Umbau der Volkswirtschaft.

- ▶ Die „Wasserstoffroute“ scheint technologisch der vielversprechendste Weg für die Stahlindustrie zu sein, ihren CO₂-Ausstoß von rund 67 Millionen Tonnen bis zum Jahr 2050 um rund 97 Prozent zu senken.⁹⁶ Die Abkehr von der traditionellen „Hochofenroute“ verlangt zum einen hohe Investitionen in eine neue energiewirtschaftliche Infrastruktur, z. B. den Aufbau von eigenen Wasserstoffkapazitäten oder eines Leitungsnetzwerks für den Bezug und die Verteilung des Wasserstoffs.
- ▶ Zum anderem bedeutet der Technologiewechsel einen kompletten Umbau der bisherigen Produktionsprozesse und -anlagen: So würde die erste Stufe der Stahlerzeugung – die Verhüttung von Eisenerz mithilfe von Koks – in der bisherigen Form wegfallen und durch Direktreduktionsanlagen zur Herstellung von Eisenschwamm sowie den Einsatz von Elektrostahlöfen ersetzt werden. Allein durch die Umstellung auf die Wasserstoffroute könnten theoretisch 50 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr eingespart werden.⁹⁷
- ▶ In der Übergangszeit arbeiten Unternehmen wie Thyssen-Krupp daran, das in den Hüttengasen anfallende CO₂ in chemische Grundstoffe wie Ethanol, Ammoniak oder Stickstoff umzuwandeln und für die chemische Industrie nutzbar zu machen.
- ▶ Ein erster Schritt könnte eine Ausweitung der Produktion mittels Elektrostahlöfen sein, die allerdings mit nachhaltig erzeugtem Strom betrieben werden müssten. Etwa ein Drittel des Rohstahls kommt derzeit aus Elektroöfen. Ein Ausbau von bis zu 40 Prozent wäre denkbar – stößt aber an die Grenzen der Produktion von regenerativ erzeugtem Strom.
- ▶ Bei der Erzeugung von Grünem Wasserstoff und der Produktionsumstellung der gesamten deutschen Stahlindustrie auf CO₂-freien Stahl steigt der deutsche Stromverbrauch um annähernd 150 TWh im Jahr – das entspricht mehr als einem Viertel des aktuellen deutschen Stromverbrauchs – und der Wasserstoffbedarf wächst um rund 30 Milliarden Normkubikmeter (2,7 Millionen Tonnen) an.⁹⁸

Im Ergebnis könnte die Stahlindustrie als Technologieführer im globalen Wettbewerb von einem schnellen Umstieg auf „Grünen Stahl“ profitieren. So prüfen das Energieunternehmen Uniper, der Logistiker Rhenus und der Stahlhersteller Salzgitter die Möglichkeit, auf dem Gelände des im Dezember 2021 stillzulegenden Steinkohlekraftwerks in Wilhelmshaven eine Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen, um auf der Basis einer Direktreduktionsanlage Eisenerz mithilfe von Wasserstoff herzustellen. Über den nahen Seehafen kann Wasserstoff auch importiert werden.⁹⁹

Für einen Erfolg dieser Strategie müssen allerdings die politischen Rahmenbedingungen auf nationaler und internationaler Ebene angepasst werden. Denn die Investitionskosten für ein Direktreduktionswerk liegen erheblich höher als bei einem konventionellen Stahlwerk. Und obwohl die Betriebskosten niedriger liegen könnten, da der Direktreduktionsprozess deutlich effizienter sein dürfte, wird CO₂-freier Stahl voraussichtlich auch dann noch deutlich teurer sein als konventioneller Stahl. Die CO₂-Reduktion um mehr als 1.500 Kilogramm je Tonne Stahl wird mit 200 bis 400 Euro höheren Produktionskosten erkauft (vgl. Abb. 12).¹⁰⁰ Die CO₂-Vermeidungskosten belaufen sich demnach auf 130 bis 260 Euro je Tonne CO₂.

96 Hahn (2021), S. 48–51.

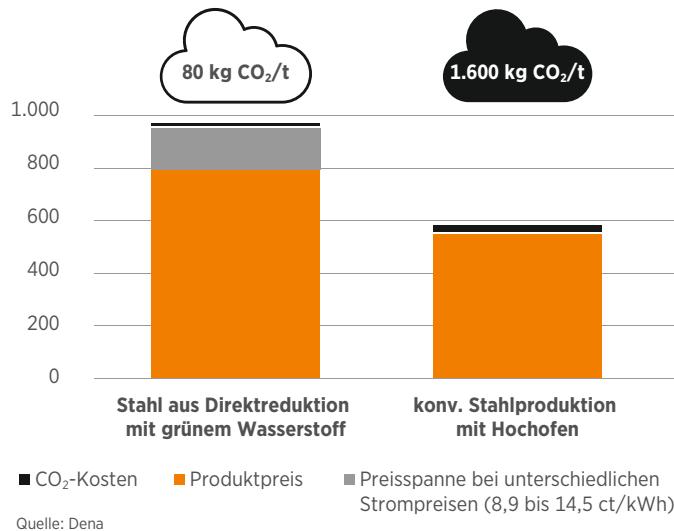
97 Dena u. a. (2019), S. 78.

98 Ebenda.

99 Handelsblatt Online, 1.4.2021.

100 BMWi (2019), S. 17.

Abb. 12: Kostenvergleich Stahlproduktion in Deutschland
in Euro/Tonne



Hinzu kommt: Die Unternehmen aus der Stahlindustrie – und dies gilt ebenso für alle anderen Industriebranchen – investieren nur dann in klimaneutrale Produktionsprozesse, wenn sie von einem ausreichend großen und kostengünstigen Angebot an Grünem oder Blauem Wasserstoff ausgehen können, zumal Investitionen in der Stahlindustrie die Unternehmen über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten technologisch binden (Pfadabhängigkeit). Notwendig ist demnach ein zügiger Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Die Aufgabe der Bundesregierung besteht darin, den notwendigen parallelen Ausbau von Wasserstoffangebot und Wasserstoffnachfrage sowie den Aufbau der Transportinfrastruktur für Grünen Wasserstoff zu synchronisieren.

Unabhängig davon bleibt die Frage, wie die einheimischen Unternehmen bei den höheren Produktionskosten im internationalen Wettbewerb bestehen sollen.

3.4 Ökonomie der Wasserstoffproduktion

3.4.1. Inlandsproduktion von Wasserstoff

Wasserstoff ist in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes erstmals als eigenständiger Energieträger neben Gas und Elektrizität aufgeführt. Ökonomisch steht der (hier vor allem betrachtete Grüne) Wasserstoff überall dort im Wettbewerb zu diesen beiden etablierten Energieträgern, wo die Nachfrager die Möglichkeit der Substitution haben. Erdgas ist darüber hinaus auch im Bereich der industriellen Rohstoffe bzw. Vorprodukte ein Wettbewerber – entweder unmittelbar oder über den Umweg des Grauen, Blauen und (perspektivisch) Türkisen Wasserstoffs.

Strom ist ein wichtiger Inputfaktor („Rohstoff“) bei der Produktion von Grünem Wasserstoff, denn der Strompreis beeinflusst in beträchtlichem Maße dessen Gestehungskosten. Aufgrund des produktionsbedingten Umwegs über die Elektrolyse sind wasserstoffbasierte Technologien – bei ausschließlicher Betrachtung der Energiekosten – gegenüber strombasierten Technologien im Nachteil.

Aktuell liegen die Kosten für die Produktion von Grünem Wasserstoff in Deutschland im günstigen Fall zwischen 146 Euro je MWh (für Wasserstoff auf der Basis von Onshore-Windkraft), 178 Euro je MWh (für Wasserstoff auf der Basis von Offshore-Windkraft) und 253 Euro je MWh für Wasserstoff auf der Basis von Photovoltaikstrom. Grund für die höheren Kosten für Photovoltaik-Wasserstoff ist die niedrige Volllaststundenzahl.¹⁰¹

101 Wuppertal Institut/DIW Econ (2020), S. 30.

Der Importpreis für Erdgas schwankte in den vergangenen Jahren zwischen 15 und 30 Euro je MWh, und der Preis für Grundlaststrom (Baseload) an der Börse bewegte sich in den Jahren 2017 bis 2020 zwischen 30 und 45 Euro je MWh. Zum Vergleich: Grauer Wasserstoff weist Produktionskosten von 45 Euro je MWh auf (bei Erdgaspreisen von 30 Euro je MWh), Blauer Wasserstoff kommt auf 63 Euro je MWh (bei 30 Euro je MWh).¹⁰²

Der Durchbruch der Wasserstoffwirtschaft ist daher nicht zuletzt davon abhängig, wie schnell die Produktionskosten („Stückkosten“) gesenkt werden können. Die Verringerung der Produktionskosten wird wiederum zu einem großen Teil dadurch bestimmt, wie stark sich die Nachfrage nach Wasserstoff entwickelt, damit Skaleneffekte (Economies of Scale) genutzt und auf diesem Weg sinkende Stückkosten erzielt werden können.

Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten von Grünem Wasserstoff sind:

- ▶ Die Investitionskosten für die Elektrolyseure. Sie sind der zweitgrößte Kostenblock nach den Stromkosten. Aufgrund der größer werdenden Produktionsanlagen sinken die durchschnittlichen Investitionskosten deutlich. Die optimistischen Annahmen, wonach sie „in den kommenden zwei Jahrzehnten auf einen Bruchteil der heutigen Ausgaben“ sinken, sind noch ein Hoffnungswert.¹⁰³ Bis zum Jahr 2030 gehen die Investitionskosten nach jüngsten Schätzungen von 1.000 Euro je Kilowatt installierter Kapazität bis auf 700 Euro und im günstigen Fall auf 500 Euro je Kilowatt zurück.¹⁰⁴ Allerdings haben die Kosten für Elektrolyseure nur einen vergleichsweise geringen Anteil an den gesamten Produktionskosten. Denn dieser Anteil liegt nach Prognosen von Greenpeace Energy im Jahr 2030 zwischen 9 und 15 Prozent – in Abhängigkeit von der Höhe der Stromkosten und der Anzahl der Vollaststunden.¹⁰⁵
- ▶ Die Stromkosten haben den größten Einfluss auf die Gestehungskosten des Grünen Wasserstoffs, denn deren Anteil soll im Jahr 2030 bei rund 80 bis 85 Prozent liegen.
- ▶ Die Unterschiede bei der Höhe der Stromkosten ergeben sich aus dem Nutzungsgrad der Elektrolyseure, sprich der Anzahl der Vollaststunden. Produzieren die Elektrolyseure lediglich in Phasen niedriger Strompreise, wenn z. B. (kostenloser) Überschussstrom genutzt werden kann, der ansonsten abgeregelt würde, sinkt die Zahl der Vollaststunden. Die deutlich niedrigeren Strompreise dürften den geringeren Auslastungsgrad jedoch überkompensieren, sodass die Erzeugungskosten niedrig sind. Allerdings wird weniger Wasserstoff produziert als technisch möglich ist.
- ▶ Wird der Wasserstoff bedarfsoorientiert erzeugt, um zum Beispiel die weitgehend stetige Nachfrage aus der Industrie zu befriedigen, steigen der Auslastungsgrad der Elektrolyseure und die produzierte Menge an; die Stromkosten erhöhen sich ebenfalls, da auch in Phasen relativ hoher Strompreise produziert wird. Unter der Prämisse eines beschleunigten Markthochlaufs sollte die bedarfsoorientierte Fahrweise der Elektrolyseure dominieren, um schnell große Mengen an Wasserstoff zu erzeugen.
- ▶ Grundsätzlich gilt bei konstanten Strompreisen: Je höher die Anzahl der Vollaststunden, desto geringer sind die Gestehungskosten des Wasserstoffs. Vor diesem Hintergrund ist die Wasserstofferzeugung auf der Basis von Windkraft, insbesondere Offshore-Windkraft, in Deutschland der Produktion mit Strom aus Photovoltaikanlagen überlegen. Windenergie kommt auf eine höhere Anzahl von Vollaststunden als Solarenergie und ermöglicht dadurch auch den „gekoppelten“ Elektrolyseanlagen eine stetigere und höhere Auslastung.

102 Bukold (2020), S. 8, Angaben für 2019.

103 Bukold (2020), S. 28.

104 Bloomberg NEF, 19.11.2020 (Cost of Electrolysis Plants for Hydrogen to Fall 30–50%).

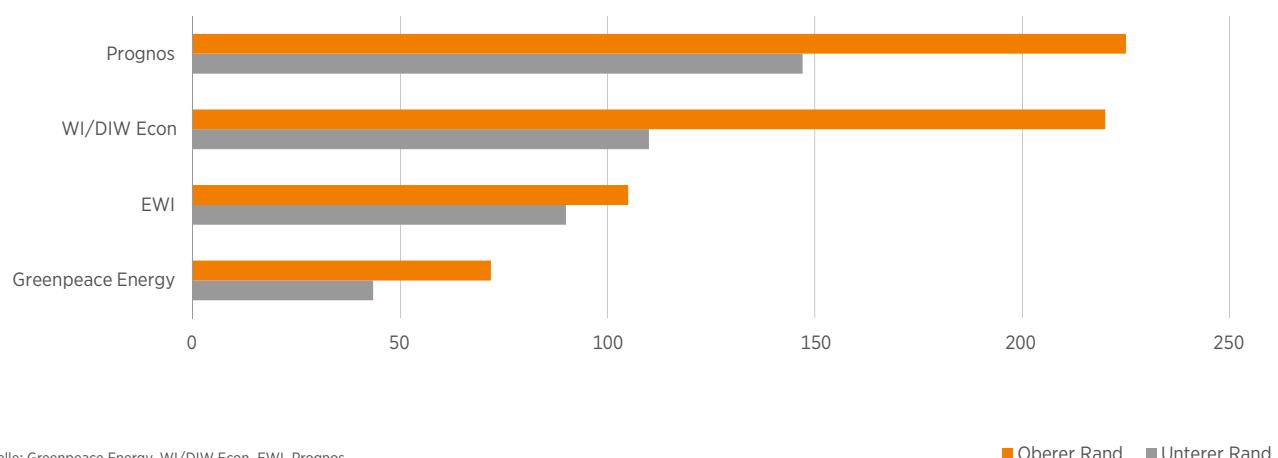
105 Greenpeace Energy (2020), S. 44, eigene Berechnung.

- Der Wirkungsgrad gibt an, welche Menge der eingesetzten elektrischen Energie im Wasserstoff gespeichert werden kann. Aktuell liegt der Wirkungsgrad bei etwa 70 Prozent, bis 2030 dürfte er nicht signifikant ansteigen. Danach sind Werte von 75 Prozent und mehr möglich. Die Gestehungskosten dürften sich demnach infolge des technischen Fortschritts weiter verringern.
- Die Wasserkosten spielen bei der Produktion nur eine untergeordnete Rolle. Dennoch bleibt festzuhalten, dass für die Erzeugung von einem Kilogramm Wasserstoff rund neun Liter Wasser benötigt werden.¹⁰⁶

Die Prognosen über die Entwicklung der Gestehungskosten für Grünen Wasserstoff bis zum Jahr 2030 differieren stark (vgl. Abb. 13).

Abb. 13: Gestehungskosten für Grünen Wasserstoff in Deutschland 2030

in Euro je MWh



Die Spannweite reicht von knapp 44 Euro im günstigsten Szenario bis zu mehr als 220 Euro im pessimistischen Fall. Die Differenzen sind auf unterschiedliche Annahmen hinsichtlich der Investitions- und Kapitalkosten, der Vollaststunden und der zugrunde gelegten Stromkosten zurückzuführen.

Greenpeace Energy rechnet in seinen Prognosen, die auf einem unterschiedlich schnellen Ausbau der kostengünstigen Erneuerbaren Energien basieren, mit Stromkosten von 37 bis 69 Euro je MWh und mit relativ geringen Investitions- und Kapitalkosten von lediglich 2,8 bis 6,5 Euro je MWh.¹⁰⁷

Das EWI prognostiziert im Basisszenario für das Jahr 2030 Produktionskosten von 105 Euro je MWh, der Stromkostenanteil beträgt gut 80 Euro. Im optimistischen Szenario sind es 90 bzw. 77 Euro je MWh.¹⁰⁸

Das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie und DIW Econ (WI/DIW Econ) gehen in ihren Modellrechnungen, die auf „konservativen“ und „progressiven“ Annahmen hinsichtlich der Investitionskosten für Elektrolyseure und der Stromerzeugungskosten beruhen, von Strompreisen zwischen 37 und 111 Euro je MWh aus. Die Gestehungskosten für Wasserstoff liegen zwischen 110 und rund 220 Euro je MWh.¹⁰⁹

106 Wuppertal Institut/DIW (2020), S. 41, FN 18.

107 Greenpeace Energy (2020), S. 44.

108 Schulte/Schönfisch/Brändle (2020), S. 3; Brändle/Schönfisch/Schulte (2020); Excel Tool, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/policy-brief-h2-kosten/>, eigene Berechnung (abgerufen am 3.3.2021).

109 Wuppertal Institut/DIW (2020), S. 50.

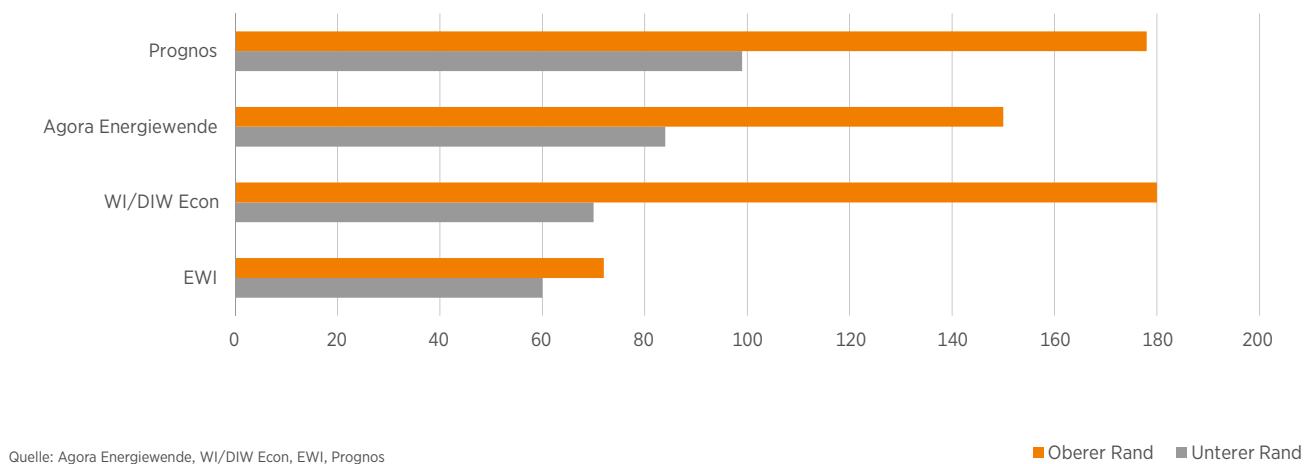
Prognos kalkuliert mit Stromkosten der Elektrolyseure von knapp 100 bis zu 150 Euro je MWh bei Wasserstoffgestehungskosten zwischen 147 und 225 Euro je MWh (in Preisen von 2016).¹¹⁰

Die große Bandbreite der Gestehungskosten spiegelt die große Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung in diesem Jahrzehnt wider. In allen vier Fällen sind die Stromkosten der entscheidende Parameter bei der Preisbildung.

Die Unsicherheiten werden – wenig überraschend – mit der Länge des Prognosehorizonts nicht geringer. Allerdings gehen alle Berechnungen davon aus, dass die Produktionskosten aufgrund von Skalenerträgen und höheren Wirkungsgraden bei den Elektrolyseuren sowie aufgrund von weiter sinkenden Kosten für Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 zurückgehen (vgl. Abb. 14).

Die inländischen Gestehungskosten für Grünen Wasserstoff sinken im 20-Jahreszeitraum um rund ein Drittel. Laut EWI können sie bis zur Mitte des Jahrhunderts im optimistischen Szenario auf rund 60 Euro je MWh zurückgehen – von 90 Euro im Jahr 2030. Die anderen Hochrechnungen erwarten im

Abb. 14: Gestehungskosten für Grünen Wasserstoff in Deutschland 2050
in Euro je MWh



Quelle: Agora Energiewende, WI/DIW Econ, EWI, Prognos

■ Oberer Rand ■ Unterer Rand

günstigen Fall Produktionskosten von maximal 100 Euro je MWh. Da in der Studie von Greenpeace Energy der Prognosezeitraum lediglich bis 2040 reicht, wurde für das Prognosejahr 2050 die Studie von Agora Energiewende herangezogen.¹¹¹ Im ungünstigen Fall könnten die Kosten laut immerhin drei Instituten bei 150 Euro oder mehr liegen.

110 Prognos (2020), S. 53 ff.

111 Agora Energiewende/Wuppertal Institut (2019), S. 187.

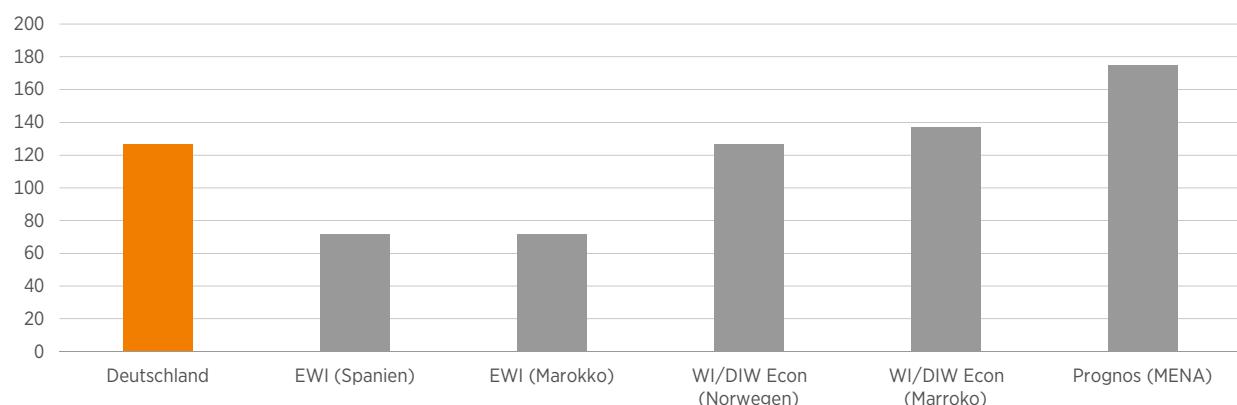
3.4.2. Auslandsproduktion von Wasserstoff

Da Deutschland selbst im günstigsten Fall bis 2050 nicht mehr als 30 bis 40 Prozent seines Bedarfs an Grünem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten aus inländischer Produktion decken kann, spielen Importe weiterhin eine wichtige Rolle bei der Energie- und Rohstoffversorgung der Volkswirtschaft.¹¹² Denn Deutschland wird auch zur Mitte des Jahrhunderts ein Importland von Energie und Rohstoffen sein.

Vor dem Hintergrund der im Energiewirtschaftsgesetz festgeschriebenen Ziele der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit sind sowohl die Importpreise als auch die (potenziellen) ausländischen Produktions- und Lieferkapazitäten für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und den Erfolg der Klimaschutzpolitik relevant, wie dies die Bundesregierung in der NWS unterstreicht. Ein schneller „internationaler Markthochlauf“ für die Produktion und Nutzung von Wasserstoff sei von großer Bedeutung. Daher wird ein zeitnaher Aufbau eines „globalen Wasserstoffmarkts“ angestrebt.¹¹³

Abbildung 15 zeigt die prognostizierten Importpreise für 2030. Die Importpreise setzen sich zusammen aus den Gestehungskosten im jeweiligen Land bzw. in der Region und den Transportkosten bis zur deutschen Grenze (Grenzübergangspreis).

Abb. 15: Importpreise für im Ausland erzeugten Grünen Wasserstoff 2030
in Euro je MWh



Quelle: EWI, Prognos, WI/DIW Econ

Die Spanne der Importpreise reicht unter den unterschiedlichen Annahmen der jeweiligen Studien von 72 Euro je MWh aus (Süd-)Spanien und Marokko bis zu 175 Euro je MWh aus der MENA-Region (Middle East and North Africa), die den Raum von Marokko bis Iran umfasst. Zum Vergleich wurde der Durchschnittswert der Gestehungskosten in Deutschland berechnet (vgl. Abb. 12). Dieser beträgt 126,50 Euro je MWh. In allen Importbeispielen wurde der Wasserstoff durch eine Pipeline transportiert, in den EWI-Beispielen durch eine umgewidmete Erdgaspipeline. Dadurch sind die Transportkosten geringer als in den anderen Optionen. Wie unterschiedlich die Prognosen in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen hinsichtlich der Investitionskosten und Volllaststunden der Elektrolyseure, der Strompreise sowie der Transportkosten ausfallen, zeigt das Beispiel Marokko. Während das EWI im

112 Exzellenzgespräch Wasserstoff der Fraunhofer Gesellschaft, 3.3.2021.

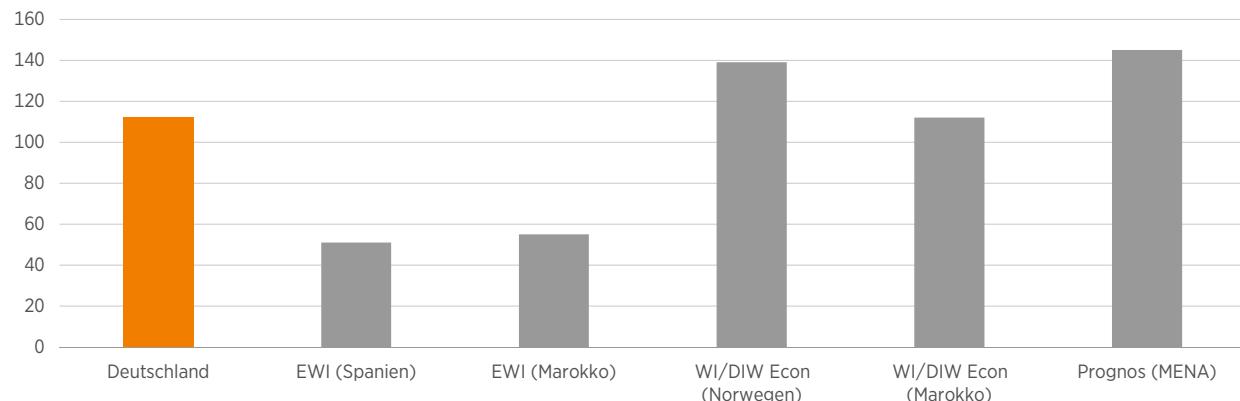
113 BMWi (2020), S. 5, 8.

Basisszenario einen Importpreis von 72 Euro je MWh ausweist, kommen das Wuppertal Institut und DIW Econ mit 137 Euro je MWh auf einen fast doppelt so hohen Wert.¹¹⁴

Bis zur Mitte des Jahrhunderts fallen den Prognosen zufolge sowohl die Importpreise – mit Ausnahme der Importe aus Norwegen¹¹⁵ – als auch die Gestehungskosten in Deutschland (vgl. Abb. 16).

Abb. 16: Importpreise für im Ausland erzeugten Grünen Wasserstoff 2050

in Euro je MWh



Quelle: EWI, Prognos, WI/DIW Econ

Die Preisspanne reicht von 51 Euro je MWh aus (Süd-)Spanien bis zu 145 Euro je MWh für Wasserstoff aus der MENA-Region. Der Durchschnitt der deutschen Gestehungskosten liegt bei 112 Euro je MWh.

Grundsätzlich sind die Gestehungskosten in den betrachteten Ländern aufgrund von klimatischen und geografischen Vorteilen niedriger als in Deutschland. Dieser Vorsprung schwindet jedoch zum Teil infolge des Transports über Entfernungen von bis zu 5.000 Kilometern.

Über große Distanzen kann Wasserstoff sowohl in einer Pipeline als auch per Schiff transportiert werden. Der Schiffstransport ist flexibler und erlaubt gleichermaßen den Transport von:

- ▶ verflüssigtem Wasserstoff – ähnlich wie Liquefied Natural Gas (LNG) –,
- ▶ flüssigen organischen Wasserstoffträgersubstanzen (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) sowie
- ▶ Wasserstoff in Form von Ammoniak¹¹⁶
- ▶ und synthetischem Methan oder synthetischem Methanol bzw. synthetischen Kraftstoffen.

Die Verflüssigung des Wasserstoffs bei -253 Grad Celsius erfordert einen sehr hohen Energieaufwand. Zum Vergleich: Erdgas wird bei -162 Grad Celsius zu LNG. Der Transport von LOHC und Ammoniak wäre günstiger. Wenn allerdings in der Endanwendung reiner Wasserstoff benötigt wird, verursacht die Rückwandlung von LOHC bzw. Ammoniak Kosten. Hinzu kommt, dass der Reinheitsgrad der rückgewandelten Produkte nicht hoch genug ist.

¹¹⁴ In den EWI-Beispielen wurde das Basisszenario herangezogen, im optimistischen Szenario liegen die Importpreise niedriger, vgl. Schulte/Schönfisch/Brändle (2020), S. 3; Brändle/Schönfisch/Schulte (2020); Excel Tool, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/policy-brief-h2-kosten/>, eigene Berechnung (abgerufen am 3.3.2021). Der Importpreis von Prognos wird nicht ausgewiesen; er wurde berechnet, indem die konstanten Kosten für die inländische Verteilung von den Bereitstellungskosten subtrahiert wurden.

¹¹⁵ „Die vermeintliche mittlere Kostensteigerung liegt an dem Wegfall der günstigen Kostenquelle“, vgl. WI/DIW Econ (2020), S. 44.

¹¹⁶ Prognos (2020), S. 37.

Falls Wasserstoff auf dem Schiffsweg nach Deutschland importiert werden soll, muss eine dafür erforderliche Infrastruktur an der Küste aufgebaut werden. Die Nutzung von LNG-Terminals für Grünen Wasserstoff ist grundsätzlich möglich, aktuell jedoch technisch schwer umzusetzen.

Bei der zweiten Option, dem Wasserstofftransport über eine Pipeline, handelt es sich um eine erprobte Technologie. Die Leitungen ermöglichen den Transport großer Mengen über weite Entfernung bei relativ geringen Betriebskosten und Verlusten. Zudem können die Pipelines eine Speicherfunktion übernehmen. Schließlich bietet sich die kostengünstige Alternative, bereits bestehende Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport umzuwidmen.

Ein wichtiger Vorteil dieser Möglichkeit sind die vielfach niedrigeren Kosten.¹¹⁷ Der Wasserstofftransport aus Marokko verursacht Kosten von rund 42 Euro je MWh auf dem 3.400 Kilometer langen Seeweg per Schiff, jedoch lediglich rund 30 Euro je MWh bei der Nutzung einer 2.900 Kilometer langen Pipeline.¹¹⁸

Der Schiffstransport ist nur für sehr weite Distanzen ab 4.000 Kilometer die ökonomisch überlegene Alternative – sowie für den Überseetransport, wenn keine Pipeline existiert. Überseeische Importe aus Patagonien (Argentinien) oder Australien dürften in Deutschland aufgrund der hohen Transportkosten jedoch eine untergeordnete Rolle spielen.

Festzuhalten bleibt: Die prognostizierten Importpreise (Grenzübergangspreise) für Grünen Wasserstoff liegen unter den Gestehungskosten der inländischen Erzeugung. Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit kann die Einfuhr entlastend wirken. Wegen der geografischen Nähe gilt dies insbesondere für Wasserstoff aus Südspanien und Nordafrika. Dennoch bleibt festzuhalten: Auch Grüner Importwasserstoff bleibt – trotz einer verbesserten preislichen Wettbewerbsfähigkeit zu anderen Energieträgern – noch zur Mitte des Jahrhunderts ein relativ teurer Energieträger.

Versorgungssicherheit

In einer Studie von Adelphi/dena/GIZ/Navigant, die ein halbes Jahr vor der NWS veröffentlicht wurde, heißt es: „Bis 2030 ist nicht zu erwarten, dass Deutschland große Mengen an Grünwasserstoff importieren wird.“ Erst nach 2030 werde aufgrund des wachsenden und großen deutschen Importbedarfs das potenzielle Exportvolumen der jeweiligen Länder eine entscheidende Rolle spielen, damit Deutschland seine für 2050 angestrebten Energie- und Klimaschutzziele ökonomisch effizient erreiche, ohne die gesellschaftliche Akzeptanz für die inländische Erneuerbare-Energien-Erzeugung zu verlieren.¹¹⁹

Diese Einschätzung gilt nur noch bedingt. Denn die Bundesregierung geht von einem Anstieg des Wasserstoffbedarfs von derzeit 55 TWh auf 90 bis 110 TWh bis zum Jahr 2030 aus. Davon sind nach den Planungen lediglich 14 TWh durch die inländische Produktion Grünen Wasserstoffs gedeckt. Schon vor 2030 müssten demnach rund 20 bis 40 TWh eingeführt werden. Die 20 TWh erfordern den Aufbau von mehr als sieben GW Elektrolyseurkapazität im Ausland.

117 Bukold (2020), S. 55.

118 WI/DIW Econ (2020), S. 36.

119 Adelphi/Dena/GIZ/Navigant (2020), S. 3.

Bis 2050 werden die Importe deutlich ansteigen. Das Forschungszentrum Jülich beziffert den Einfuhrbedarf auf 219 TWh – und bildet damit den unteren Rand der Schätzungen ab.¹²⁰ Der BDI und Prognos sehen einen Importbedarf von 340 TWh wasserstoffbasierter synthetischer Brenn- und Kraftstoffe.¹²¹ In der Dena-Studie zur Energiewende wird für 2050 in Abhängigkeit vom gewählten Technologiemix eine Nachfrage nach Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in Höhe von 396 TWh bei einer forcierten direkten Elektrifizierung der Volkswirtschaft und 744 TWh im technologieoffenen Modell berechnet.¹²²

Die deutsche Energiepolitik steht unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit vor der Herausforderung, bereits bis 2030, aber vor allem in den beiden folgenden Jahrzehnten, die notwendigen Importkapazitäten durch die Unterstützung eines zügigen Aufbaus von Produktionsanlagen im Ausland sicherzustellen.

Im Jahr 2050 wird in einer Studie des Energieberatungsunternehmens Ludwig Bölkow Systemtechnik ein jährlicher globaler Wasserstoffbedarf von bis zu 9.000 TWh oder rund 270 Millionen Tonnen erwartet. Aktuell entspricht dies der gegenwärtig weltweit durch Erneuerbare Energien erzeugten Primärenergie.¹²³ Der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft erfordert demnach auch im globalen Maßstab einen umfassenden Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Deutschlands Importnachfrage steht im Wettbewerb mit dem Einfuhrbedarf anderer entwickelter Volkswirtschaften, die vergleichbare nationale Wasserstoffstrategien verfolgen, da deren einheimische Produktionskapazitäten ebenfalls hinter der prognostizierten Gesamtnachfrage zurückbleiben. Dies betrifft neben Deutschland vor allem andere dicht besiedelte Länder mit einem hohen Energie- und Rohstoffbedarf wie z. B. Japan und Südkorea. Aber auch die anderen großen europäischen Volkswirtschaften könnten in Zukunft einen erheblichen Importbedarf aufweisen.

Dem gegenüber stehen die potenziellen Wasserstoffproduktionskapazitäten der Länder, die aus klimatischen und geografischen Gründen über komparative Gestehungskostenvorteile verfügen. Für Deutschland könnten das – nicht zuletzt unter dem Aspekt der Transportkosten – vor allem die südeuropäischen Nachbarländer sowie die Staaten Nordafrikas sein.

Die Studie von Adelphi/dena/GIZ/Navigant, in deren Fokus die potenziellen Erzeugungskapazitäten außerhalb der EU stehen, kommt mit Blick auf das Jahr 2030 und unter Berücksichtigung der Faktoren Grenzübergangspreis, Flächenangebot für Erneuerbare Energien und Elektrolyseure, Wasserangebot sowie Exportrestriktionen als Folge des Eigenbedarfs der jeweiligen Volkswirtschaften zu dem Ergebnis, dass sechs Länder besonders gut geeignet sein dürften: Island, Kanada, Marokko, Norwegen, Tunesien und die Türkei. Island und Kanada haben dabei aufgrund der langen Transportwege höhere Grenzübergangspreise als die anderen Länder.¹²⁴

120 Forschungszentrum Jülich (2020), S. 40 f.

121 BCG/Prognos (2018), S. 68.

122 Dena (2018), S. 147, 164.

123 Ludwig Bölkow Systemtechnik (2020), S. 40.

124 Adelphi/Dena/GIZ/Navigant (2020), S. 14-16.

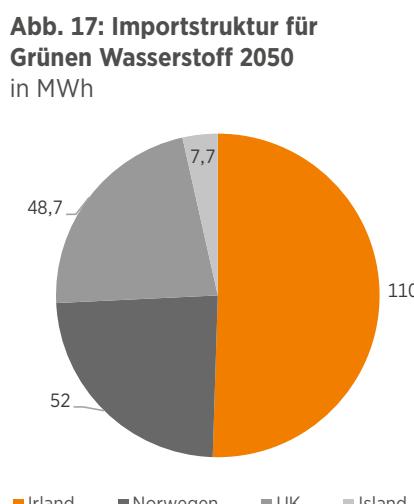
In der Perspektive bis 2050 kristallisieren sich die im Folgenden aufgeführten Länder außerhalb der EU mit einem hohen „Exportpotenzial“ heraus. Im Fokus der Analyse steht dabei das jeweilige potenzielle Flächenangebot mit Wasserstoff-Gestehungskosten von unter 60 Euro je MWh:

- ▶ Australien: 7.162.000 km²
- ▶ Argentinien: 2.054.000 km²
- ▶ Kanada: 1.700.000 km²
- ▶ Saudi-Arabien: 1.584.000 km²
- ▶ Algerien: 1.489.000 km²
- ▶ Russland: 1.128.000 km²
- ▶ Ägypten: 895.000 km²
- ▶ Kasachstan: 187.000 km²

Daneben werden auch hier die Flächenrestriktionen (z. B. Bevölkerungsdichte und -wachstum, konkurrenzende Landnutzung), der Eigenbedarf an Energie sowie das Wasserangebot berücksichtigt. Die Wasserkosten sind nicht berücksichtigt, obwohl sie auch einen großen Kostenfaktor darstellen; zudem befürchten Kritiker einen hohen Wasserbedarf, der insbesondere in Nordafrika sowie dem Nahen und Mittleren Osten zulasten der Wasserversorgung der einheimischen Bevölkerung gehen könnte.¹²⁵

Ebenfalls nicht einbezogen sind die Transportkosten nach Deutschland, die im Fall des Schiffstransports von verflüssigtem Wasserstoff über mehr als 10.000 Kilometer bis zu 100 Euro je MWh erreichen können.¹²⁶

Marokko gehört angesichts des wachsenden Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 aufgrund der relativ begrenzten Fläche mit guten Produktionsbedingungen nicht mehr zu den Ländern mit einem hohen Exportpotenzial. Dennoch: Allein Marokko könnte bei 125 GW Exportkapazität an Erneuerbaren Energien in „Vorzugsregionen“ und unter Berücksichtigung von Transportverlusten von 60 TWh mehr als 200 TWh Wasserstoff pro Jahr nach Deutschland ausführen.¹²⁷



Die globale Verteilung der „attraktiven“ Standorte für die Wasserstoffproduktion macht deutlich, dass sich bis zur Mitte des Jahrhunderts ein Weltmarkt für Wasserstoff entwickeln dürfte. Deutschland wäre dann in der Lage, seine Energieimporte stärker zu diversifizieren als im fossilen Zeitalter. Mehr als zwei Drittel der Erdölimporte kommen bislang aus nur vier Ländern (Russland, UK, USA, Norwegen) und 95 Prozent der Erdgaseinfuhr sogar aus nur drei Ländern (Russland, Norwegen, Niederlande).

Zu den Wasserstofflieferanten außerhalb der EU kommen die potenziellen Exporteure aus Europa. Die Niederlande könnten bereits 2030 rund eine TWh Wasserstoff nach Deutschland liefern.¹²⁸ Und laut einer Studie des Forschungszentrums Jülich könnte Deutschland 2050 seine Wasserstoffimporte in Höhe von 219 MWh zur Gänze aus europäischen Nachbarländern decken (vgl. Abb. 17).

125 Handelsblatt, 6.4.2021.

126 Adelphi/Dena/GIZ/Navigant (2020), S. 12, 18.

127 WI/DIW Econ (2020), S. 41.

128 FNB Gas (2020), S. 161.

Voraussetzung dafür ist ein Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Prognose geht davon aus, dass in Irland allein für den Wasserstoffexport mit dem Zielland Deutschland Windenergiekapazitäten von mehr als 50 GW aufgebaut werden. Zudem muss hinterfragt werden, ob das Vereinigte Königreich über den heimischen Bedarf hinaus wirklich nahezu 50 TWh Wasserstoff im Jahr nach Deutschland exportieren kann.¹²⁹

Dennoch: Wenn es gelingt, die in der NWS geplanten „Energiepartnerschaften“ mit Schwellenländern mit Leben zu füllen und die notwendigen Produktionskapazitäten vor Ort aufzubauen, dürfte – zusammen mit der Produktion in Europa und im Inland – die Versorgungssicherheit mit Energie im Wasserstoffzeitalter größer sein als im fossilen Zeitalter. Die Resilienz der Volkswirtschaft wäre gestärkt.

Im Rahmen der angestrebten Energiepartnerschaften bzw. Auslandsproduktion ist eine Priorisierung der energie- und wirtschaftspolitischen Ziele angezeigt. Dabei muss entschieden werden, ob der zügige Aufbau von Produktionskapazitäten zur Sicherung des Imports von Wasserstoff und damit der Energieversorgung im Vordergrund steht oder der Export deutscher Wasserstofftechnologie – d. h. die Frage, ob die Energiepartnerschaft zwingend an die Nutzung deutscher Maschinen und Anlagen zur Wasserstoffproduktion gekoppelt sein soll.

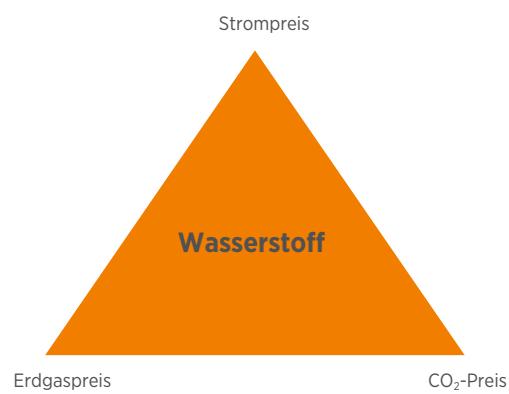
3.4.3. Wettbewerbsfähigkeit von Grünem Wasserstoff

Die schnelle Marktentwicklung und der nachhaltige Erfolg der Grünen Wasserstoffwirtschaft hängen nicht zuletzt von der preislichen Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern und den auf Erdgas basierenden Wasserstoffarten ab.

Wichtige Parameter, die über die Wettbewerbsfähigkeit des Grünen Wasserstoffs gegenüber alternativen Energieträgern entscheiden, sind (vgl. Abb. 18):

- ▶ der Strompreis als größter Kostenblock bei der Erzeugung Grünen Wasserstoffs,
- ▶ der Erdgaspreis, stellvertretend für die fossilen Energieträger sowie als Grundlage für Grauen Wasserstoff und den CO₂-armen Blauen bzw. Türkisen Wasserstoff,
- ▶ der CO₂-Preis, mit dem seit 2005 im europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS die Emission von Kohlendioxid durch Industrieunternehmen und die Energiewirtschaft belastet wird. Von dessen Höhe sind die CO₂-Vermeidungs- und Lagerkosten abgeleitet. Unternehmen haben die Wahl, ob sie CO₂-Zertifikate kaufen oder in CO₂-sparende Technologie investieren, z. B. Grünen Wasserstoff oder Blauen Wasserstoff nutzen. Dabei gilt: Je höher der CO₂-Zertifikat-Preis, desto attraktiver wird die Vermeidung von CO₂-Emissionen.

Abb. 18: Wettbewerbsparameter der Wasserstoffwirtschaft



Quelle: HRI

129 FZ Jülich (2020), S. 43.

Der Preis für Grünen Wasserstoff wird zum größten Teil durch die Stromkosten bestimmt. Diese haben in einer Untersuchung von Greenpeace Energy im Jahr 2030 einen Anteil von etwa 85 Prozent an den Produktionskosten für Wasserstoff.

Neben den reinen Erzeugungskosten, die sich im Großhandels- bzw. Börsenpreis widerspiegeln, beeinflussen auch die Stromsteuer und die Netzentgelte die Höhe des Strompreises. Die Zahlung der EEG-Umlage (2021: 6,50 Cent/kWh) bei der Herstellung von Grünem Wasserstoff soll gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 entfallen (siehe Kapitel 4.1).¹³⁰ Bei einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 70 Prozent sinken die Produktionskosten von Grünem Wasserstoff dadurch um mehr als 9 Euro je MWh.

Den größten Einfluss auf die Höhe der Stromkosten haben jedoch die Ausbaukosten der Erneuerbaren Energien sowie die Fahrweise der Elektrolyseure. Werden Windkraft und Photovoltaik schneller und in größerem Umfang als von der Bundesregierung geplant ausgebaut, könnten die Stromkosten von 37 Euro je MWh Wasserstoff im Jahr 2035 auf zwei Euro und bis 2040 auf 1,3 Euro je MWh absinken. Ein Grund dafür ist das „überreiche“ Angebot an Erneuerbaren Energien, was zu stark zurückgehenden Börsenpreisen für Strom führt. Der zweite Grund: In diesem Szenario arbeiten die Elektrolyseure inputorientiert, d. h. sie produzieren nur zu Zeiten, an denen die Strompreise niedrig sind. Die Elektrolyseanlagen kommen daher nur auf eine Vollaststundenzahl von gut 2.500 bis knapp 2.800 im Jahr.¹³¹

Bei einer outputorientierten Arbeitsweise der Elektrolyseure steigt deren Vollaststundenzahl auf 7.000 im Jahr. Die Auslastung orientiert sich nicht primär an der Höhe der Börsenstrompreise, sondern am (stetigen) Wasserstoffbedarf vor allem der Industrie. In diesem Fall liegen die Stromkosten deutlich höher: 69,1 Euro je MWh im Jahr 2030, 66 Euro im Jahr 2035 und 55,5 Euro je MWh im Jahr 2040.¹³²

Erdgaspreis

Der Erdgaspreis liegt aktuell bei 30 bis 45 Euro je MWh und dürfte sich auch mittelfristig in dieser Preisspanne bewegen. Die Erdgaskosten sind bei der Produktion von Grauem, Blauem und Türkisem Wasserstoff der größte Kostenblock – bei Blauem Wasserstoff liegt der Anteil bei 50 bis 70 Prozent.¹³³

CO₂-Preis

Der CO₂-Preis im European Union Emission Trading System (EU-ETS) liegt aktuell bei 55 Euro (vgl. Abb. 19 auf der nächsten Seite).

130 EEG 2021, § 69 b.

131 Greenpeace Energy (2020), S. 38–44.

132 Ebenda.

133 Bukold (2020), S. 23.

Abb. 19: CO₂-Zertifikat-Preis

in Euro je Tonne CO₂



Quelle: EEX

Das EU-ETS wurde im Jahr 2003 von den EU-Mitgliedsstaaten im Rahmen des Europäischen Programms für den Klimaschutz (ECCP) verabschiedet. Im Jahr 2005 begann die Ausgabe der Zertifikate, aktuell befindet sich das EU-ETS in der vierten, noch bis zum Jahr 2030 laufenden Handelsperiode. Die Gesamtzahl der kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate verringert sich pro Jahr um 2,2 Prozent. Der EU-ETS ist auf den CO₂-Ausstoß von rund 11.000 Industrieanlagen und Kraftwerken zur Stromerzeugung sowie auf den innereuropäischen Luftverkehr begrenzt. Damit werden etwa 45 Prozent der gesamten CO₂-Emissionen in Europa und rund 50 Prozent der deutschen CO₂-Emissionen abgedeckt. Die Sektoren Landwirtschaft, Verkehr und Wärme sind noch nicht Teil des EU-ETS.

Der 2021 eingeführte deutsche CO₂-Preis für die Sektoren, die nicht Teil des EU-ETS sind, beläuft sich auf 25 Euro je Tonne. Der Preis erhöht sich bis 2025 schrittweise auf 55 Euro je Tonne. Für 2026 ist ein nationales Emissionshandelssystem vorgesehen. Die CO₂-Zertifikate sollen in einer Preisspanne von 55 bis 65 Euro je Tonne versteigert werden.¹³⁴

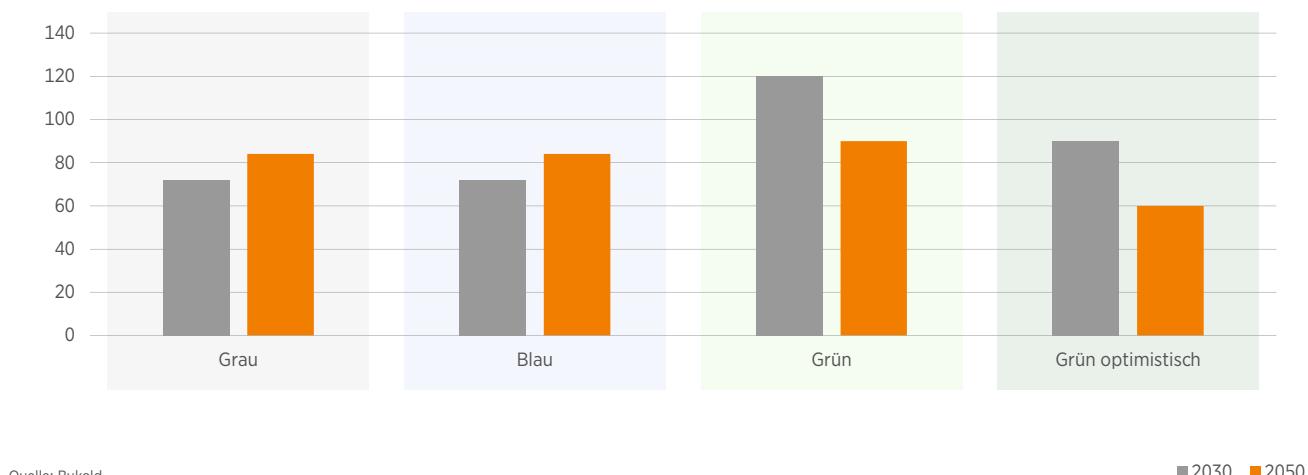
Es ist davon auszugehen, dass die CO₂-Preise nach 2026 weiter ansteigen werden. Die Annahme eines Preises von 100 Euro je Tonne dürfte im Jahr 2030 realistisch sein.

Bis 2030 werden die Gestehungskosten für Grünen Wasserstoff in Deutschland deutlich sinken, während sich die Produktion von Grauem und Blauem Wasserstoff – aufgrund der CO₂-Bepreisung und der CO₂-Lagerkosten von 40 bis 70 Euro je MWh – verteuert. Dennoch: Im Ergebnis ist Grüner Wasserstoff im Jahr 2030 und möglicherweise auch zur Mitte des Jahrhunderts weiterhin teurer als Grauer oder Blauer Wasserstoff (vgl. Abb. 20 auf der nächsten Seite).

134 Klimakabinett (2019), S. 4.

Abb. 20: Kostenvergleich Wasserstoff

in Euro je MWh



Quelle: Bukold

■ 2030 ■ 2050

Unter der Annahme eines Erdgaspreises von 30 Euro je MWh und eines CO₂-Preises von 100 Euro je Tonne liegen die Herstellungskosten von Grauem und Blauem Wasserstoff im Jahr 2030 in Deutschland deutlich unter denen des Grünen Wasserstoffs. Dieses Szenario basiert auf der Annahme stark sinkender Investitionskosten für Elektrolyseure. Selbst im Jahr 2050 ist Grüner Wasserstoff nur im optimistischen Szenario günstiger als die Graue und Blaue Variante.¹³⁵

Im Ausland produzierter Grüner Wasserstoff könnte preisgünstiger sein. Allerdings ist der Unterschied unter Einbeziehung der Transportkosten nicht sehr groß (siehe Kapitel 3.4.2). Zudem liegen im Ausland die Produktionskosten von Blauem Wasserstoff ebenfalls unter denen in Deutschland.¹³⁶

Im Jahr 2030 wird Grüner Wasserstoff aus Deutschland demnach 120 Euro je MWh (4.000 Euro/Tonne) bzw. – im optimistischen Szenario – 90 Euro je MWh (3.000 Euro/Tonne) kosten. Die Herstellungskosten von Blauem und Grauem Wasserstoff liegen bei 72 Euro je MWh (2.400 Euro/Tonne).

Durch den Wegfall der EEG-Umlage sinken die Kosten des Grünen Wasserstoffs um rund 9 Euro je MWh (300 Euro/Tonne). Die preislche Wettbewerbsfähigkeit rückt zumindest im optimistischen Szenario in Reichweite.

Der CO₂-arme Blaue Wasserstoff könnte 2030, spätestens 2050, in Deutschland zu den gleichen Kosten wie Grauer Wasserstoff produziert werden – bei deutlich geringeren Treibhausgasemissionen.

Das ökonomische Kernproblem bleibt allerdings ungelöst: Unabhängig von der Farbe werden sämtliche Wasserstoffarten bei einem CO₂-Preis von 100 Euro je Tonne im Jahr 2030 teurer als Strom oder Erdgas sein. Eine MWh Erdgas hat CO₂-Emissionen von rund 220 kg. Bei einem CO₂-Preis von 100 Euro je Tonne steigt der Erdgaspreis demnach um 22 Euro je MWh an und der Großhandelspreis erhöht sich von 30 bis 45 Euro auf 52 bis 67 Euro je MWh. Beim aktuellen CO₂-Preis von 55 Euro verteuert sich Erdgas nur um 12 Euro je MWh.

Besteht das Ziel der Energie- und Klimaschutzpolitik darin, die Unternehmen noch in den 2020er-Jahren zu einem schnellen Einstieg in die Grüne Wasserstoffwirtschaft zu motivieren bzw. Anreize zu schaffen, in CO₂-sparende Technologien zu investieren, muss das Preissignal schon jetzt deutlich stärker ausfallen als 100 Euro je Tonne CO₂. Dieser Preis ist nicht hinreichend hoch, um z. B. in die Produktion klimaneutralen Stahls zu investieren oder in der Chemieindustrie auf CO₂-freien oder CO₂-armen

135 Bukold (2020), S. 8; Annahmen für 2050: Wie 2030 und zusätzlich ein CO₂-Grenzausgleich von 100 Euro je Tonne.

136 Schulte/Schönfisch/Brändle (2020), S. 6.

anstelle von Grauem Wasserstoff zurückzugreifen. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen aktuell bei 130 bis 260 Euro je Tonne CO₂.

Damit steht die Politik vor der Aufgabe, den Zielkonflikt zwischen Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit aufzulösen. Ein schnellerer und stärkerer Anstieg des CO₂-Preises könnte im günstigen Fall den Markthochlauf spürbar beschleunigen.

Im ungünstigen Fall könnten die Unternehmen ohne zusätzliche Unterstützungsmaßnahmen dadurch jedoch an internationaler Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Denn die Preise für Strom, Gas und Wasserstoff sind wichtige Parameter, sprich Kostenfaktoren, die die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Unternehmen mit ihrem industrie- und exportbasierten Geschäftsmodell bestimmen. Insbesondere wenn in anderen Volkswirtschaften eine weniger ambitionierte Klimaschutz- und Energiepolitik verfolgt wird, werden Wettbewerbsnachteile entstehen.

Die Frage der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Industrie ist für Deutschland von wesentlich größerer Bedeutung als für andere entwickelte Volkswirtschaften. Denn der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der Bruttowertschöpfung liegt mit 23 Prozent in Deutschland deutlich höher als in den anderen Staaten der EU und OECD.

3.5 Gesellschaftliche Akzeptanz

3.5.1. Klimaschutz- und Energiepolitik

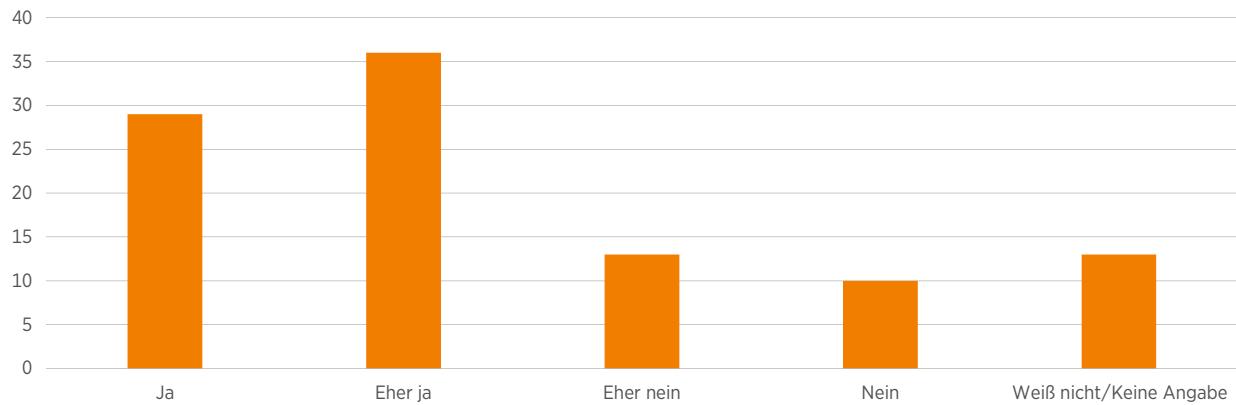
Die gesellschaftliche Akzeptanz des Umbaus der Energieinfrastruktur und des Einstiegs in die Wasserstoffwirtschaft sind essenziell, haben sie doch wesentlichen Einfluss auf Kosten und Bauzeiten. Bürgerproteste, langwierige Verwaltungsgerichtsverfahren und eine fehlende Zahlungsbereitschaft für klimaneutral erzeugte Produkte bzw. Energie können die Marktentwicklung erheblich verzögern und Projektkosten in die Höhe treiben. Neben Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit sowie Versorgungssicherheit könnte sich die gesellschaftliche Akzeptanz auf diesem Weg implizit zum vierten Ziel der deutschen Energie- und Klimaschutzpolitik entwickelt haben.

Die Politik der Bundesregierung findet trotz steigender Energiepreise in der Vergangenheit weiterhin großen Zuspruch. Auf die Frage, ob sie die Klimaschutz- und Energiepläne unterstützen mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken, antworten knapp zwei Drittel der vom Meinungsforschungsinstitut YouGov in einer repräsentativen Erhebung in der letzten Februarwoche 2021 befragten Erwachsenen mit „Ja“ oder „Eher ja“. Weniger als ein Viertel stand den Plänen ablehnend gegenüber (vgl. Abb. 21 auf der nächsten Seite).¹³⁷

¹³⁷ Online-Befragung, Feldzeit: 26.2.–1.3.2021, 2039 Befragte, bevölkerungsrepräsentativ nach Alter 18+, Geschlecht und Region.

Abb. 21: Gesellschaftliche Akzeptanz der Klimaschutz- und Energiepläne

Unterstützen Sie die Klimaschutz- und Energiepläne der Bundesregierung mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken? In Prozent der Befragten



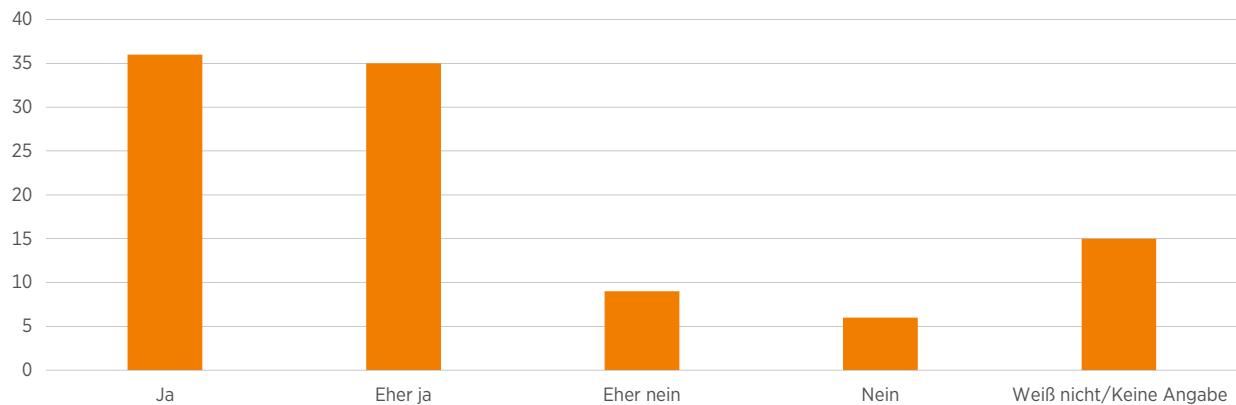
Quelle: YouGov

Die Zustimmung zieht sich durch alle Alterskohorten. Leichte Unterschiede gibt es bei der Regionalanalyse: In Westdeutschland unterstützen 66 Prozent der Befragten die Energie und Klimaschutzpolitik, in Ostdeutschland sind es 59 Prozent.

Noch größer ist der Zuspruch in der Bevölkerung für den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft. Hier sprechen sich mehr als 70 Prozent der Befragten für die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff aus. Weniger als ein Sechstel der Befragten ist skeptisch (vgl. Abb. 22).

Abb. 22: Gesellschaftliche Akzeptanz der Wasserstoffwirtschaft

In der Industrie soll Wasserstoff als alternativer Brennstoff oder als Rohstoff genutzt werden. Wasserstoff lässt sich mithilfe von Brennstoffzellen in Strom und Wärme umwandeln und kann auch als Kraftstoff im Verkehr eingesetzt werden. Unterstützen Sie diese Pläne der Bundesregierung? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

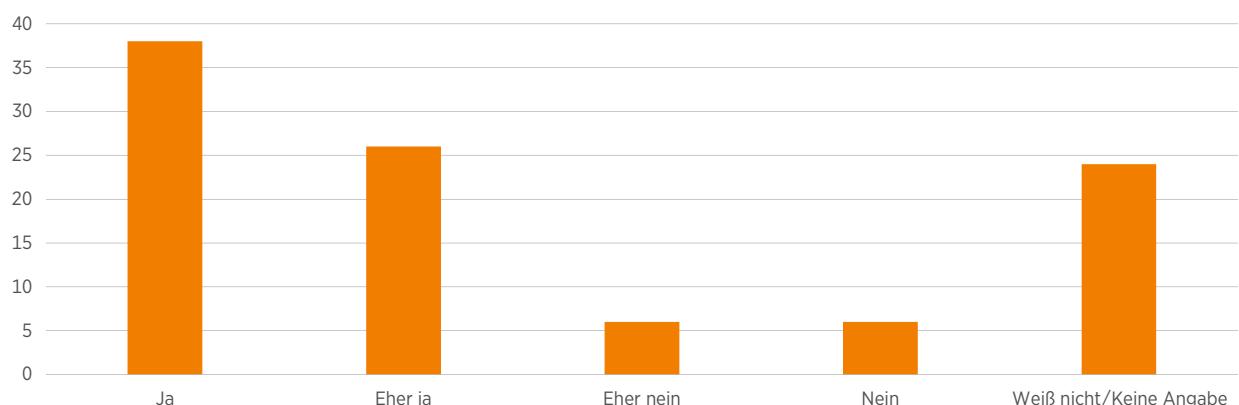
In der Alterskohorte der 55-Jährigen und Älteren ist die Zustimmung mit 75 Prozent am größten, am geringsten ist sie mit 64 Prozent bei den 18- bis 24-Jährigen. In Westdeutschland stehen 72 Prozent den Plänen positiv gegenüber, in Ostdeutschland sind es 65 Prozent.

3.5.2. Grüner Wasserstoff

Nicht nur die Nutzung, sondern auch die Herstellung von CO₂-freiem Grünen Wasserstoff findet in der Bevölkerung grundsätzlich große Unterstützung. Auf die Frage, ob Grüner Wasserstoff in Deutschland produziert werden sollte, antworten fast 65 Prozent der Befragten mit „Ja“ oder „Eher ja“. Lediglich 12 Prozent lehnten dies ab. Fast ein Viertel der Bevölkerung hatte dazu (noch) keine Meinung (vgl. Abb. 23).

Abb. 23: Gesellschaftliche Akzeptanz von Grünen Wasserstoff

CO₂-freier Grüner Wasserstoff wird mithilfe von Erneuerbarer Energie durch die Aufspaltung von Wasser (Elektrolyse) erzeugt. Sollte Grüner Wasserstoff in Deutschland produziert werden? In Prozent der Befragten



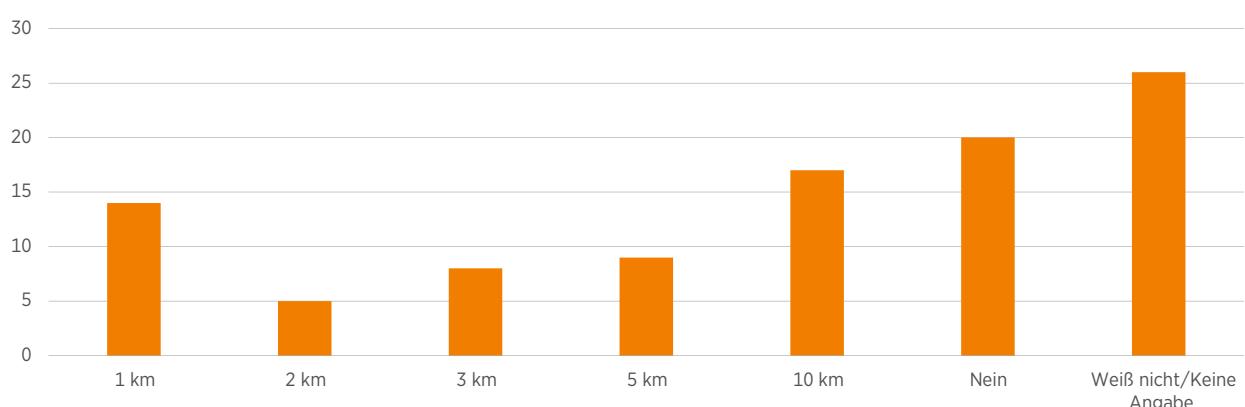
Quelle: YouGov

Der West-Ost-Unterschied ist nur marginal: 65 Prozent in den alten Bundesländern und 63 Prozent in den jungen Bundesländern sprechen sich dafür aus. Die Zustimmung ist bei den Absolventen einer (Fach-)Hochschule mit 73 Prozent am höchsten. Aber auch 55 Prozent der Befragten ohne Bildungsabschluss unterstützen diese Pläne.

Differenzierter ist die Haltung der Bevölkerung gegenüber den Anlagen zur Erzeugung „Grünen“ Wasserstoffs. Auf die Frage, in welcher Distanz zu ihrer Wohnung die Befragten Elektrolyseure akzeptieren würden, antworteten 20 Prozent, dass sie solche Anlagen nicht einmal in einem Abstand von mehr als zehn Kilometern akzeptieren würden. Einen Abstand von mindestens zehn Kilometern fordern 17 Prozent. Mehr als ein Drittel der Bevölkerung würde Elektrolyseure in einem Radius von fünf Kilometern billigen. Für 14 Prozent wäre sogar ein Abstand von nur einem Kilometer akzeptabel (vgl. Abb. 24).

Abb. 24: Gesellschaftliche Akzeptanz von Elektrolyseuren

Würden Sie eine Elektrolyseanlage zur Produktion von Grünen Wasserstoff in der Nähe Ihrer Wohnung akzeptieren? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

Damit stehen sich zwei gleich starke Bevölkerungsgruppen gegenüber: zum einen die Bürger, die einen Elektrolyseur im näheren Lebensumfeld, d. h. im Radius von fünf Kilometern, akzeptieren (36 Prozent) und zum anderen die Bürger, die dies selbst für das weitere Lebensumfeld ausschließen (37 Prozent). Ein Viertel der Befragten hatte dazu (noch) keine Meinung, möglicherweise, weil sie keine Vorstellung von der Größe einer Elektrolyseanlage oder den mit dem Betrieb verbundenen (Lärm-)Emissionen haben – oder weil sie Wasserstoff für einen risikobehafteten Energieträger halten.

Die Skepsis korreliert positiv mit dem Lebensalter. Während in der Alterskohorte der 18- bis 24-Jährigen lediglich 23 Prozent einen Elektrolyseur selbst im weiteren Lebensumfeld ausschließen, sind es bei den mindestens 55-Jährigen mit 43 Prozent fast doppelt so viele. Dieses Ergebnis überrascht, unterstützen die Älteren den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Grundsatz doch deutlich stärker als die Jüngeren (siehe oben).

In den Bundesländern an der Nord- und Ostseeküste – den aus ökonomischer Perspektive geeigneten Standorten für Elektrolyseure – unterscheidet sich die Haltung gegenüber Anlagen deutlich: Während in Niedersachsen und Schleswig-Holstein 47 bzw. 48 Prozent der Einwohner eine Wasserstoffproduktion in einer Entfernung von bis zu fünf Kilometern akzeptieren, sind es in Mecklenburg-Vorpommern lediglich 22 Prozent. Mehr als doppelt so viele stehen ihr dort skeptisch gegenüber (vgl. Abb. 25).

Abb. 25: Gesellschaftliche Akzeptanz von Elektrolyseuren in Küstenländern

Würden Sie eine Elektrolyseanlage zur Produktion von Grünem Wasserstoff in der Nähe Ihrer Wohnung akzeptieren? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

■ <= 5 km ■ >= 10 km/Nein ■ Weiß nicht/Keine Angabe

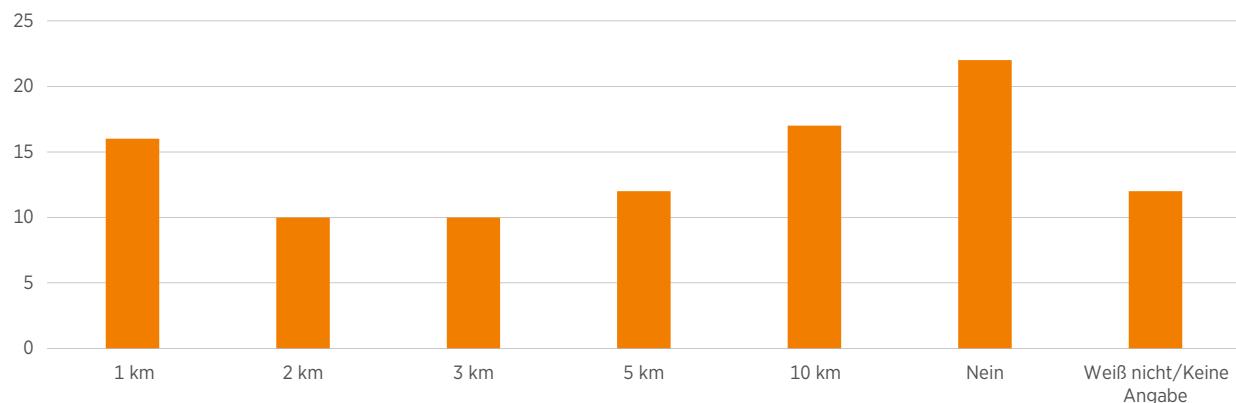
Nicht minder wichtig als der Aufbau der Elektrolyseanlagen ist der notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Onshore-Windenergie, die in der deutschen Energiepolitik einen zentralen Platz einnimmt. Ohne einen ambitionierten Ausbaupfad ist der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft gefährdet. Im laufenden Jahrzehnt müssen Tausende weitere Windturbinen Strom produzieren (siehe Kapitel 3.1.1).

Im vergangenen Jahr hat der Bundestag beschlossen, dass die Bundesländer durch Landesgesetze für Windkraftanlagen einen Mindestabstand von höchstens 1.000 Meter bis zur nächstgelegenen „baulichen Nutzung zu Wohnzwecken“ festlegen können¹³⁸ – nicht zuletzt, um die Akzeptanz der Anlieger von Windkraftanlagen zu erhöhen. In der YouGov-Umfrage wird diese Ein-Kilometer-Distanz lediglich von einem Sechstel der Befragten als ausreichend betrachtet. Die Hälfte der Bürger wünscht sich einen größeren Abstand, jeder Fünfte lehnt Windkraftanlagen auch in seinem weiten Lebensumfeld grundsätzlich ab (vgl. Abb. 26 auf der nächsten Seite).

138 Baugesetzbuch, §249.

Abb. 26: Gesellschaftliche Akzeptanz von Windkraftanlagen

Windkraftanlagen produzieren CO₂-freien Strom. Würden Sie ein Windrad in der Nähe Ihrer Wohnung akzeptieren?
In Prozent der Befragten



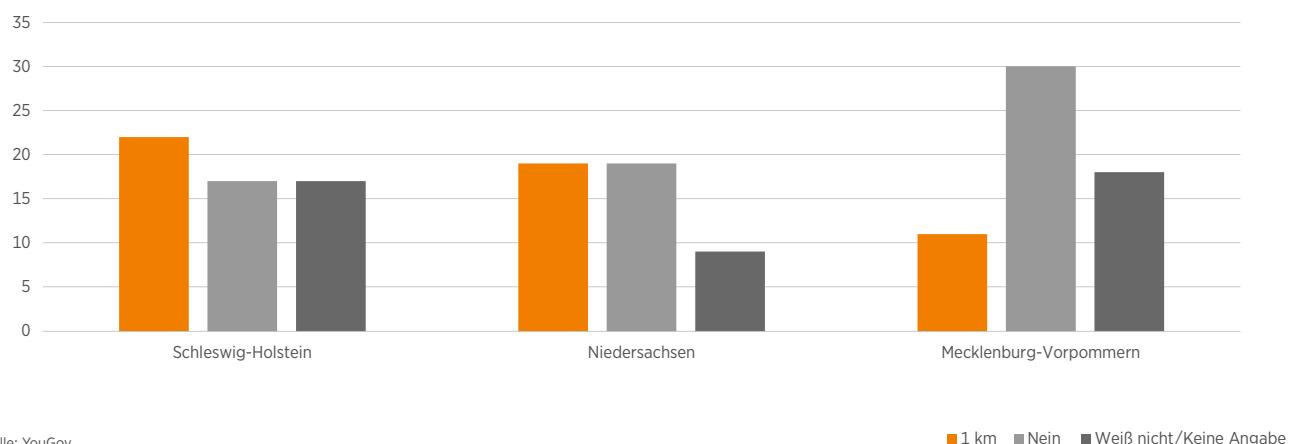
Quelle: YouGov

Am größten ist die Ablehnung von Windkraftanlagen bei den über 55-Jährigen. Von ihnen akzeptieren 44 Prozent Windräder entweder überhaupt nicht oder erst im Abstand von mindestens zehn Kilometern zu ihrer Wohnung. Zum Vergleich: Von den 18- bis 24-Jährigen nehmen lediglich 29 Prozent diese Haltung ein.

Ebenso wie bei den Elektrolyseanlagen ist die Akzeptanz der Windkraft in den Küstenländern unterschiedlich ausgeprägt. Die Bürger in Schleswig-Holstein und Niedersachsen stehen den Windkraftanlagen aufgeschlossener gegenüber als die Einwohner Mecklenburg-Vorpommerns (vgl. Abb. 27).

Abb. 27: Gesellschaftliche Akzeptanz von Windkraftanlagen in den Küstenländern

Windkraftanlagen produzieren CO₂-freien Strom. Würden Sie ein Windrad in der Nähe Ihrer Wohnung akzeptieren?
In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

■ 1 km ■ Nein ■ Weiß nicht/Keine Angabe

Die neue Initiative „HY-5“, mit der sich die fünf norddeutschen Bundesländer – neben den drei bereits genannten noch Hamburg und Bremen – als gemeinsame Region für die Produktion und Nutzung von Grünem Wasserstoff etablieren wollen, muss demnach in Mecklenburg-Vorpommern mehr Überzeugungsarbeit leisten als in den beiden anderen Flächenländern.¹³⁹

Insgesamt wünscht sich auch in Norddeutschland die Mehrheit der befragten Bürger größere Abstände zu den Windparks. In Deutschland protestieren mehr als 1.000 Bürgerinitiativen gegen die Errichtung von Windrädern, die inzwischen über 200 Meter hoch sind. Es dauert rund zwei Jahre, um die zum Bau notwendigen Genehmigungen zu erlangen. Dennoch wird oft auch nach der Erteilung der Baugeneh-

139 Welt am Sonntag, 14.3.2021.

migung noch geklagt. Dafür gibt es nachvollziehbare Gründe. Laut einer Studie des RWI – Leibniz-Instituts für Wirtschaftsforschung in Essen sinkt der Wert von Immobilien in der Nähe von Windkraftanlagen spürbar. Erst ab einer Entfernung von acht bis neun Kilometern hat das Windrad keinen Einfluss mehr auf den Preis der Immobilie.¹⁴⁰ Dies dürfte ein wesentlicher Grund für die große Ablehnung von Windkraftanlagen in der Alterskohorte der 55-Jährigen und Älteren sein. Denn die Angehörigen dieser Alterskohorten sind überdurchschnittlich häufig Immobilieneigentümer und daher von einem möglichen Wertverlust besonders stark negativ betroffen. Der Widerstand ist demnach subjektiv rational: Während die Betreiber der Windkraftanlagen und die Eigentümer der Grundstücke, auf denen die Turbinen stehen, ökonomisch vom Ausbau der Erneuerbaren Energien profitieren, müssen die dadurch geschädigten Anlieger einen Vermögensverlust in Kauf nehmen, wenn sie ihre Immobilie verkaufen.

Die Mindestabstandsregel von 1.000 Metern könnte den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland gefährden. Laut Umweltbundesamt könnten damit 20 bis 50 Prozent der potenziellen Flächen für Onshore-Windanlagen verloren gehen.¹⁴¹ Kritisch ist zudem, dass die Mindestabstandsregel auch beim Repowering von Windparks angewandt werden kann, d. h. beim Ersatz einer alten Windkraftanlage durch eine neue, leistungsfähigere Turbine. In der Anfangszeit der Windenergie wurden Turbinen vielfach vergleichsweise nah an einer vorhandenen Wohnbebauung errichtet. Mit neuen Abstandsregeln würde auf vielen dieser Flächen ein Repowering unmöglich, sie gingen für die Windkraft verloren. Dies ist aber für die Zielerreichung unverzichtbar, da zwischen 2020 und 2025 bis zu 16 Gigawatt installierter Windkraftkapazität aus der EEG-Förderung herausfallen.

Diese aktuellen Befunde bestätigen die seit vielen Jahren erkennbare Kluft zwischen dem hohen Stellenwert des Umwelt- und Klimaschutzes im Bewusstsein der Menschen und ihrem tatsächlichen Verhalten. Man hält den Ausbau Erneuerbarer Energien und den Aufbau der (Grünen) Wasserstoffwirtschaft im Prinzip für wichtig und richtig – doch die dazu notwendigen Maßnahmen im unmittelbaren Lebensumfeld stoßen auf geringe Akzeptanz bis hin zu starkem Widerstand. Der Grund für diese „Attitude-Behaviour-Gap“: Menschen sind durchaus mit Veränderungen einverstanden, solange sie davon in der subjektiven Wahrnehmung nicht negativ betroffen sind.

3.5.3. Blauer Wasserstoff

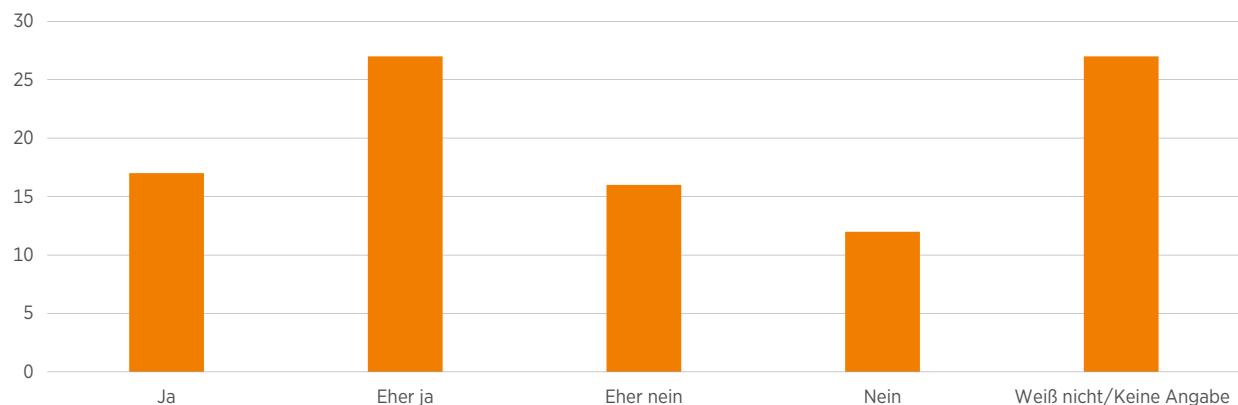
Die Herstellung von CO₂-armem Blauen Wasserstoff trifft in der Bevölkerung nicht auf den gleichen Zuspruch wie die Produktion von Grünem Wasserstoff. Dennoch: Auf die Frage, ob Blauer Wasserstoff in Deutschland als Brückentechnologie produziert werden sollte, um das Erreichen der Klimaziele zu unterstützen, antwortete die relative Mehrheit der Befragten (44 Prozent) mit „Ja“ oder „Eher ja“; nur 28 Prozent waren skeptisch, und 27 Prozent hatten (noch) keine Meinung (vgl. Abb. 28 auf der nächsten Seite).

140 Frondel/Kussel/Sommer/Vance (2019), S. 12.

141 Umweltbundesamt (2019).

Abb. 28: Gesellschaftliche Akzeptanz von Blauem Wasserstoff

Blauer Wasserstoff wird aus Erdgas erzeugt. Das dabei entstehende Kohlendioxid (CO_2) wird abgespalten und in unterirdischen Lagern dauerhaft gespeichert. Somit gelangt der größte Teil des CO_2 nicht in die Atmosphäre. Sollte Blauer Wasserstoff in Deutschland als Brückentechnologie produziert werden, um das Erreichen der Klimaziele zu unterstützen? In Prozent der Befragten



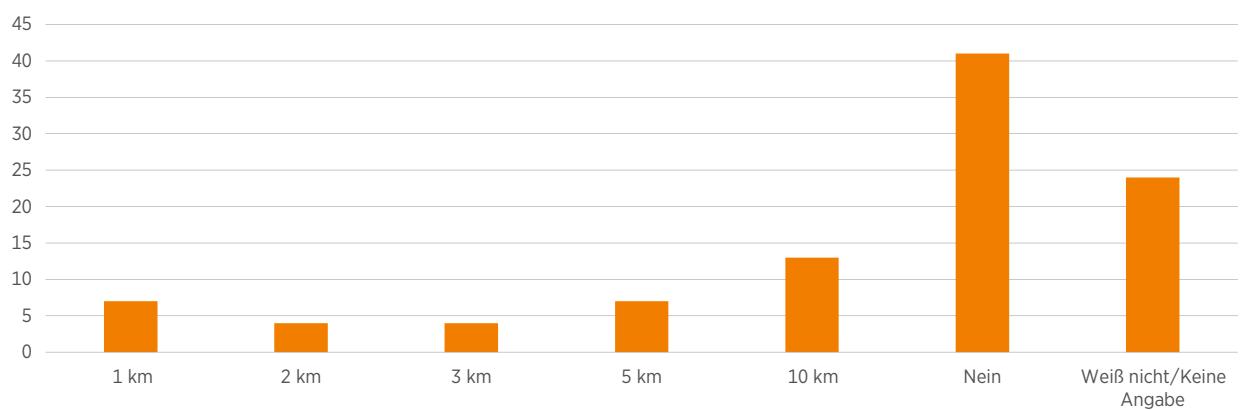
Quelle: YouGov

Am größten ist die Zustimmung bei den 18- bis 24-Jährigen (50 Prozent), am geringsten bei den 55-Jährigen und Älteren (43 Prozent). In Westdeutschland unterstützen 46 Prozent der Befragten diese Technologie, in Ostdeutschland sind es 41 Prozent.

Wesentlich größer ist die Skepsis gegenüber der Einlagerung des abgespaltenen Kohlendioxids. Ein unterirdisches CO_2 -Lager in 800 Meter Tiefe akzeptieren lediglich 22 Prozent der Befragten in einem Abstand von fünf Kilometern zu ihrer Wohnung, von 13 Prozent wird ein Mindestabstand von zehn Kilometern gewünscht – und mehr als 40 Prozent lehnen eine Speicherung in ihrem Lebensumfeld grundsätzlich ab (vgl. Abb. 29).

Abb. 29: Gesellschaftliche Akzeptanz von CO_2 -Speichern

Würden Sie ein unterirdisches Lager, in dem in 800 Meter Tiefe CO_2 eingelagert wird, in der Nähe Ihrer Wohnung akzeptieren? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

Der Widerstand gegen einen unterirdischen CO_2 -Speicher korreliert ebenfalls positiv mit dem Lebensalter. Von der jüngsten Alterskohorte sind lediglich 22 Prozent grundsätzlich dagegen, in der ältesten Kohorte lehnen 48 Prozent eine Einlagerung ab. In der Regionalanalyse ist der Widerstand in Brandenburg (49 Prozent) und Sachsen (50 Prozent) am größten.

Im Ergebnis haben wichtige Teile der Wertschöpfungskette von Blauem Wasserstoff und Grünem Wasserstoff – trotz einer grundsätzlich positiven Haltung der Bevölkerung – ein fundamentales gesellschaftliches Akzeptanzproblem: Beim Grünen Wasserstoff betrifft dies den notwendigen Ausbau der

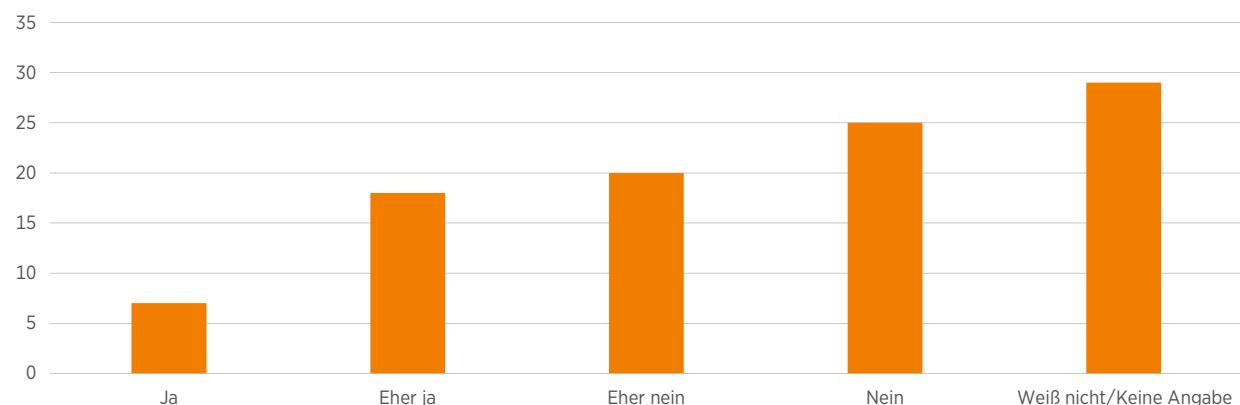
Onshore-Windenergie, beim Blauen Wasserstoff steht die Einlagerung des abgespaltenen Kohlendioxids in der öffentlichen Kritik.

Die Hoffnung der Bundesregierung, dass es in der Speicherfrage zu einem Bewusstseinswandel in der Bevölkerung kommen könnte, da die Auswirkungen des Klimawandels immer offensichtlicher werden (siehe Kapitel 3.1.2), wird durch die jüngsten Befunde nicht genährt.

Die Bundesregierung geht davon aus, dass Blauer Wasserstoff beim Eintritt der Wasserstoffwirtschaft in die Expansionsphase zwar benötigt, aber „nicht in Deutschland hergestellt werden“ müsse.¹⁴² Der Import von Blauem Wasserstoff findet in weiten Teilen der Bevölkerung jedoch keine Unterstützung. Lediglich 25 Prozent der Befragten sprachen sich dafür aus – und damit deutlich weniger als diejenigen, die eine Herstellung in Deutschland befürworten (44 Prozent) –, während 45 Prozent der Bürger einer Einfuhr kritisch gegenüberstehen (vgl. Abb. 30).

Abb. 30: Gesellschaftliche Akzeptanz des Imports von Blauem Wasserstoff

Blauer Wasserstoff kann auch im Ausland produziert und das CO₂ dort eingelagert werden. Sollten deutsche Unternehmen diesen Wasserstoff importieren und nutzen? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

Dieses Ergebnis steht im Gegensatz zu einer an der Ruhr-Universität Bochum verfassten Forschungsarbeit. Sabrina Glanz und Anna-Lena Schönauer kommen in ihrer empirischen Studie hinsichtlich der Akzeptanz von Importen Blauen Wasserstoffs zu positiven Ergebnissen – zumindest wenn die CO₂-Abscheidung und -Lagerung in Norwegen stattfindet.¹⁴³ Der Meinungsbildungsprozess in Deutschland ist noch nicht abgeschlossen.

3.5.4. Zahlungsbereitschaft

Der Erfolg der Wasserstoffwirtschaft ist nicht zuletzt davon abhängig, dass die Konsumenten für klimaneutrale bzw. CO₂-arme Produkte und Energie aus regenerativen Quellen eine höhere Zahlungsbereitschaft aufweisen als für fossile Energie bzw. konventionell hergestellte Waren.

Für die Stahlindustrie, die neben der Chemieindustrie im Mittelpunkt der deutschen Dekarbonisierungsstrategie im Verarbeitenden Gewerbe steht, lässt sich dies approximativ anhand der Zahlungsbereitschaft für einen Pkw überprüfen, der aus klimaneutralem Stahl hergestellt wird. Auf die Frage,

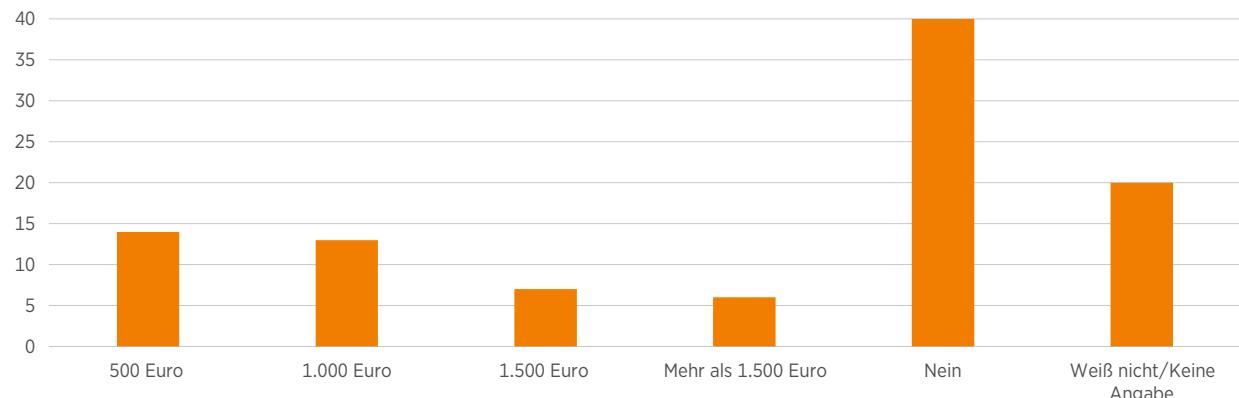
142 Handelsblatt, 15.1.2021.

143 Rubin (2020), S. 52-59, 56.

ob die Bereitschaft besteht, für ein solches Auto einen höheren Preis zu bezahlen, würden immerhin 40 Prozent einen Preisaufschlag von mindestens 500 Euro akzeptieren. Indes waren ebenso viele der Befragten dazu nicht bereit (vgl. Abb. 31). Die Zusatzkosten für einen solchen Pkw werden aktuell auf rund 300 Euro geschätzt.¹⁴⁴

Abb. 31: Zahlungsbereitschaft für klimaneutralen Stahl

Stahl, der mit CO₂-frei hergestelltem Wasserstoff anstelle von Koks produziert wird, kann auch im Automobilbau verwendet werden. Wären Sie bereit, für ein so klimafreundlicher hergestelltes Auto einen höheren Preis zu bezahlen? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

Wenig überraschend ist, dass die Zahlungsbereitschaft mit wachsendem Nettohaushaltseinkommen ansteigt. Im Einkommensintervall von 1.000 bis 1.500 Euro im Monat lehnen 48 Prozent einen Preisaufschlag ab. In den Haushalten, die monatlich über ein Nettoeinkommen von mindestens 10.000 Euro verfügen, sind es aber immerhin 27 Prozent.

Dennoch: Obwohl in Deutschland die Zahlungsbereitschaft für Pkw grundsätzlich sehr hoch ist – der Durchschnittspreis beim Kauf eines Neuwagens lag im Jahr 2020 bei über 36.000 Euro –,¹⁴⁵ ist nur die Hälfte der Befragten bereit, für den Klimaschutz einmalig 500 Euro mehr zu bezahlen.

Wenn selbst im Autofahrerland Deutschland die Zahlungsbereitschaft begrenzt ist, dürfte es für die Automobilhersteller unter den bestehenden Rahmenbedingungen auf den Exportmärkten noch schwieriger werden, die Zusatzkosten für den klimaneutralen Stahl vollständig auf die Käufer zu überwälzen.

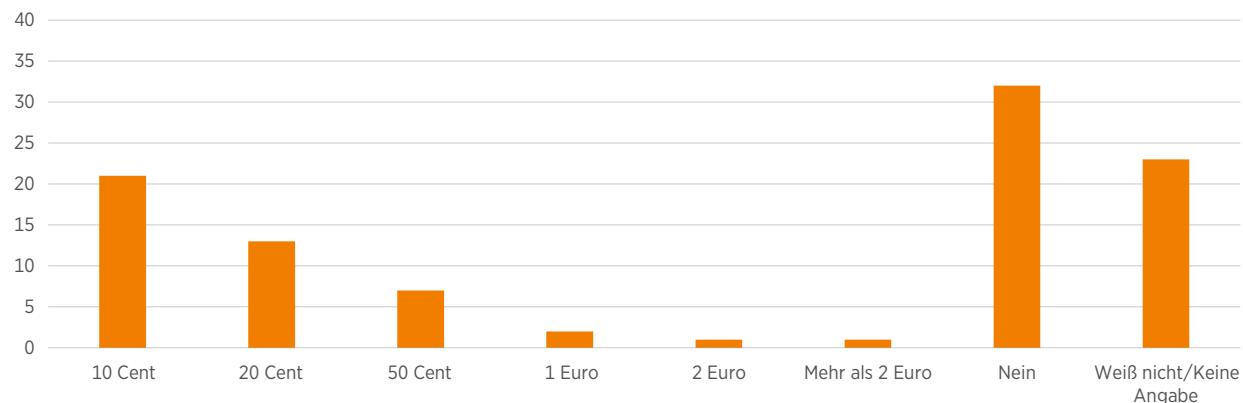
Ähnlich verhalten wie für klimaneutralen Stahl ist die Zahlungsbereitschaft für treibhausgasneutrale Kraftstoffe, die in Zukunft Benzin und Diesel ersetzen könnten. Auf die Frage nach dem akzeptierten Preisaufschlag für synthetische Kraftstoffe (Power Fuels oder E-Fuels), um damit klimaneutral fahren zu können, ohne auf ein Elektrofahrzeug (batterieelektrisch oder Brennstoffzelle) umsteigen zu müssen, zeigten sich 45 Prozent bereit, mindestens 10 Cent je Liter mehr zu bezahlen. Allerdings waren nur 11 Prozent bereit, 50 Cent und mehr Aufpreis je Liter zu bezahlen. Fast ein Drittel der Befragten wollte keinen höheren Preis akzeptieren (vgl. Abb. 32 auf der nächsten Seite).

144 Der Spiegel, 13.3.2021.

145 <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36408/umfrage/durchschnittliche-neuwagenpreise-in-deutschland/> (abgerufen am 16.3.2021).

Abb. 32: Zahlungsbereitschaft für klimaneutralen Treibstoff

Aus Grünem Wasserstoff lassen sich auch CO₂-neutrale Treibstoffe für Pkw erzeugen (Power Fuels). Wären Sie bereit, für CO₂-neutrale Treibstoffe höhere Treibstoffkosten in Kauf zu nehmen, wenn Sie damit zukünftig klimaneutral fahren könnten (ohne Umstieg auf ein Elektrofahrzeug)? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

Bei den Haushalten mit einem monatlichen Nettoeinkommen von mehr als 10.000 Euro war der Widerstand gegen höhere Treibstoffpreise am geringsten (25 Prozent). Allerdings waren auch in dieser Einkommensklasse lediglich 30 Prozent der Befragten bereit, bis zu 20 Cent je Liter mehr zu bezahlen.

Das ist weit von den aktuellen Produktionskosten bzw. möglichen Tankstellenpreisen entfernt. In einer Studie von Agora Energiewende aus dem Jahr 2018 werden – ohne Netzentgelte und Vertriebskosten – für das Jahr 2022 Produktionskosten für synthetische Flüssigkraftstoffe von 2,90 Euro je Liter berechnet, für 2030 von 1,76 Euro und für 2050 von einem Euro je Liter (alle Angaben in Preisen von 2017).¹⁴⁶

Eine jüngst veröffentlichte Studie aus dem Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung schätzt die Produktionskosten für das Jahr 2020 auf 6,60 Euro je Liter; bis 2030 sinken sie demnach auf rund 3,30 Euro und bis 2050 auf 1,50 Euro je Liter.¹⁴⁷

In Dresden plant das Startup Sunfire ab 2023 die Produktion von anfangs zehn Millionen Litern synthetischem Kraftstoff pro Jahr. Ab 2025 sollen jährlich 100 Millionen Liter hergestellt werden. Der Preis liegt zu Beginn bei 3,50 Euro je Liter, ab 2025 soll er auf 1,50 Euro je Liter sinken. Langfristig könnte er sich bei 1,20 Euro je Liter einpendeln – vor Steuern.¹⁴⁸

In Abhängigkeit von der Höhe der Besteuerung könnten Power Fuels mittelfristig wettbewerbsfähig gegenüber fossilen Treibstoffen werden, insbesondere wenn der CO₂-Preis auch nach 2025 weiter ansteigt.

Die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber batterieelektrischen oder Brennstoffzellenfahrzeugen würde dann ebenfalls in Reichweite rücken, da Investitionskosten in eine neue Antriebstechnologie und die Tankstellen- bzw. Ladeinfrastruktur vermieden werden könnten. Möglicherweise sinken die Produktionskosten jedoch zu spät, sodass sich aufgrund von Pfadabhängigkeiten bzw. Lock-in-Effekten die elektrischen Antriebe – zumindest beim Pkw – bis dahin am Markt bereits durchgesetzt haben.

Die angestrebte Treibhausgasneutralität ist im Gebäudesektor vor allem durch den Umstieg auf klimaneutrales Heizen zu erreichen. Denn dadurch können in diesem Anwendungsbereich die meisten CO₂-Emissionen vermieden werden. Die Bereitschaft, für das Heizen mit Wasserstoff signifikant höhere Kosten in Kauf zu nehmen, ist aktuell jedoch noch gering – selbst wenn ein Technologiewechsel durch den Einbau einer elektrischen Wärmepumpe vermieden werden könnte.

146 Agora Energiewende (2018), S. 20; 10 Cent je kWh entsprechen etwa 90 Cent je Liter bei flüssigem Kraftstoff.

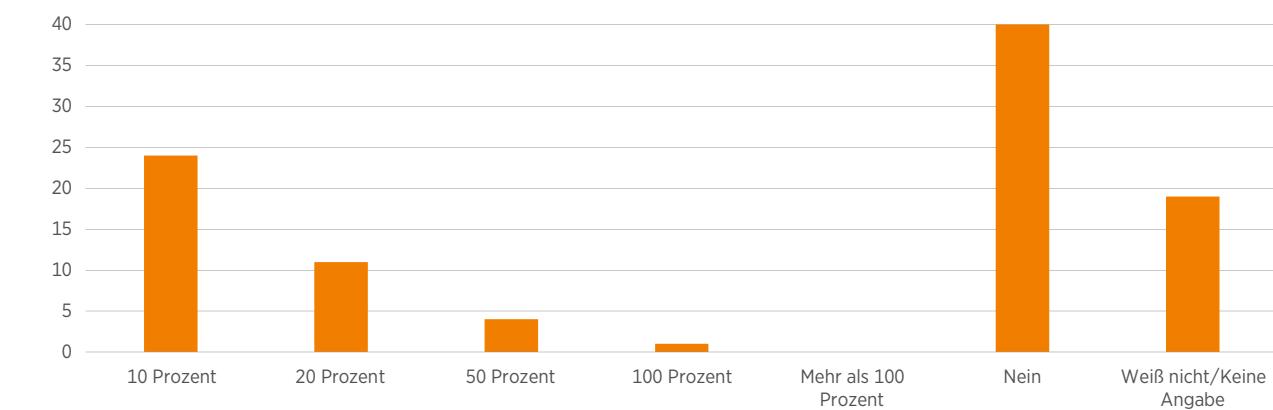
147 Ueckerdt/Bauer/Dirnaichner/Everall/Sacchi/Luderer (2021), S. 10 f.

148 Handelsblatt Online, 8.6.2020.

Ein knappes Viertel der Befragten akzeptiert zehn Prozent höhere Heizkosten, weitere 11 Prozent sind bereit, bis zu 20 Prozent höhere Ausgaben für Wärme zu tätigen. Etwa 40 Prozent der Bürger lehnen eine steigende Kostenbelastung für klimaneutrales Heizen jedoch grundsätzlich ab (vgl. Abb. 33).

Abb. 33: Zahlungsbereitschaft für klimaneutrale Wärme

CO₂-frei hergestellter Wasserstoff kann die Energieträger Erdgas, Mineralöl und Kohle beim Heizen ersetzen. Wären Sie bereit, für das Heizen mit Wasserstoff höhere Heizkosten in Kauf zu nehmen, wenn Sie damit – auch ohne Einbau einer elektrischen Wärmepumpe – klimaneutral heizen könnten? In Prozent der Befragten



Quelle: YouGov

Die Ablehnung ist in Ostdeutschland mit 48 Prozent deutlich höher als in Westdeutschland, wo nur 39 Prozent der Befragten keine höhere Belastung akzeptieren.

Im Ergebnis ist die Bereitschaft, eine finanzielle Mehrbelastung für klimaneutrale Energie und Produkte zu tragen, in großen Teilen der Bevölkerung derzeit nur sehr schwach ausgeprägt. Dies könnte sich ändern, denn perspektivisch werden auch fossile Energieträger aufgrund der CO₂-Bepreisung teurer, während wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe billiger werden.

Die verhaltene Akzeptanz ist dabei nicht nur auf die fehlende Zahlungsbereitschaft zurückzuführen, sondern insbesondere in den unteren Einkommensklassen auch auf die fehlende Zahlungsfähigkeit.

Das Problem: Die Energiepreise und in der Folge das allgemeine Preisniveau in Deutschland werden perspektivisch ansteigen. Das ist zum einen auf den Aufbau der (Grünen) Wasserstoffwirtschaft zurückzuführen und zum anderen auf die CO₂-Bepreisung – entweder in Form der 2021 eingeführten nationalen „CO₂-Steuer“ oder im Rahmen des europäischen CO₂-Zertifikatehandels (EU-ETS). Der Preisanstieg ist politisch gewollt, um den effizienten Umgang der Unternehmen und Haushalte mit Energie zu forcieren und dadurch die Treibhausgasemissionen zu senken.

Zu stark ansteigende Energiepreise könnten dabei zu gesellschaftlichem Widerstand führen. Denn bei den Strom- und Heizkosten ist die Preiselastizität der Nachfrage sehr gering, weil Energie ein lebensnotwendiges Gut ist. Solche preisunelastischen Güter werden selbst bei stark ansteigenden Preisen nicht substituiert – insbesondere nicht bei Wohnungsmietern, die zum Beispiel keine Möglichkeit haben, eine effizientere Heizung zu installieren –, und es gibt kaum Verhaltensänderungen. Damit stellt sich die Verteilungsfrage: Es könnte zu „Energiearmut“ kommen.

Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung warnt deshalb im Jahresgutachten 2020/21 davor, diese Verteilungswirkungen der Klimapolitik auszublenden.¹⁴⁹ Und auch der Bundesrechnungshof moniert, dass die Strompreise für typische Privathaushalte um 43 Prozent über dem EU-Durchschnitt liegen.¹⁵⁰

149 Sachverständigenrat (2020), TZ 393.

150 Bundesrechnungshof (2021), S. 33.

Die Herausforderung besteht demnach auch darin, den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft sozial kompatibel umzusetzen. In der aktuellen politischen Diskussion leidet die Sozialverträglichkeit vielfach unter der Priorisierung des Umweltverträglichkeitsziels. Wenn bei den Bürgern der Eindruck entsteht, der klimaneutrale Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft müsse mit stark ansteigenden Preisen bezahlt werden, könnte die gesellschaftliche und politische Unterstützung für das „Projekt Wasserstoffwirtschaft“ schwinden.

4. Lösungsansätze

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 3 diskutierten Herausforderungen sollen abschließend Lösungsansätze diskutiert werden, um den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu beschleunigen. Im Mittelpunkt steht vor allem die Politik der Bundesregierung, denn deren Handeln hat maßgeblichen Einfluss auf die Entscheidung von Unternehmen, Märkte zu betreten bzw. eine neue Technologie anzuwenden.

Die Handlungsoptionen betreffen:

- ▶ die Inlandsproduktion von Wasserstoff,
- ▶ die Auslandsproduktion von Wasserstoff,
- ▶ den Aufbau der Transportinfrastruktur und
- ▶ den Aufbau der industriellen Wertschöpfungskette.

4.1 Inlandsproduktion

Skalierung der Elektrolyseure durch Subventionierung der Investitionskosten

Beim Einstieg in die Grüne Wasserstoffwirtschaft dürfte die Skalierung der Elektrolyseanlagen ein vergleichsweise geringes Problem darstellen. Das Interesse bei den Unternehmen aus der Energiewirtschaft, des Maschinen- und Anlagenbaus sowie der Stahl- und Chemieindustrie am Einstieg in die industrielle Produktion von Grünem Wasserstoff ist groß. Die Bundesregierung steht hier vor der Aufgabe, einen geeigneten ordnungs- und finanzpolitischen Rahmen zu schaffen, um die Investitionen zu unterstützen sowie weitere interessierte Unternehmen zum Einstieg in die Wasserstoffproduktion zu bewegen. Soweit dies beihilferechtlich möglich ist, sollten die Investitionskosten zeitlich befristet subventioniert werden, um eine schnelle Marktexpansion zu unterstützen. Die finanzielle Unterstützung könnte dabei progressiv anwachsen, d. h. überproportional zur Größe der Elektrolyseanlage, um möglichst große Elektrolyseure aufzubauen. Ein Elektrolyseur mit einer Kapazität von 200 MW könnte eine mehr als doppelt so hohe Förderung erhalten wie eine 100-MW-Anlage.

Inwieweit die Suche nach geeigneten Standorten für Elektrolyseure auf Widerstand aus der Bevölkerung trifft, kann an dieser Stelle noch nicht abschließend bewertet werden. Es dürfte aufgrund der geringeren Anzahl von Standorten weniger Protest geben als bei Windkraftanlagen. Alte Industrieflächen, wie zum Beispiel das alte Kohlekraftwerk Moorburg in Hamburg, dürften grundsätzlich geeignet sein.

Ausbau der Erneuerbaren Energien sicherstellen

Der teilweise Aufbau der Grünen Wasserstoffwirtschaft auf der Basis von einheimischem Wasserstoff hängt in entscheidendem Maße vom komplementären Ausbau der Erneuerbaren Energien ab. Denn CO₂-freier Wasserstoff ist nur auf der Basis von CO₂-freiem Strom möglich.

Marktdesign

Durch die Reformen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde das hinsichtlich des Kapazitätsausbaus erfolgreiche, aber kostspielige Modell einer langfristig garantierten Einspeisevergütung von einem Ausschreibungsmodell abgelöst, welches zwar zu sinkenden Kosten für die Stromkunden geführt hat, die Planbarkeit für Investoren jedoch erschwert.

Daher sollte die Erneuerbare-Energien-Förderung – insbesondere im Bereich der Windenergie – mit marktorientierten Anreizen weiterentwickelt werden. Zu prüfen wären „2-sided Contracts for Difference“ (CfD). Ein 2-sided CfD räumt den Investoren in Erneuerbare Energien im Anschluss an die Auktion eine feste Mindestelerlösgrenze ein und ermöglicht ihnen somit eine Absicherung gegenüber extremen Marktpreisrisiken.¹⁵¹

Im Gegenzug für diese garantierte Mindestabsicherung müssen Anlagenbetreiber Zusatzeinnahmen bei hohen Strompreisen abtreten. So wird eine Überförderung der Projekte verhindert und es können zusätzliche Einnahmen für die Allgemeinheit erzielt werden.

Darüber hinaus verhindert ein 2-sided CfD spekulatives Bieterverhalten in den Auktionen. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass ein vorgesehenes Projekt auch umgesetzt wird, und trägt so zu einem planbaren Ausbau der Erneuerbaren Energien bei.

Im Ergebnis erfordern Differenzverträge gegebenenfalls höhere Subventionen als das bisher angewandte reine Auktionsverfahren. Sie schaffen aber im Gegenzug Investitionssicherheit.

Genehmigungsverfahren

Um die ins Stocken geratene Zubaugeschwindigkeit wieder zu erhöhen, sollten die Genehmigungsverfahren verkürzt und vereinfacht werden: Im Jahr 2016 dauerte eine Genehmigung im Durchschnitt noch ein Jahr – heute erfordert sie doppelt so viel Zeit. Eine verkürzte Frist für Stellungnahmen innerhalb der Genehmigungsverfahren erscheint sinnvoll. So kann garantiert werden, dass berechtigte Bedenken gehört werden, die mehrfache Nachforderung immer weiterer Gutachten jedoch beendet wird.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Die mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien – insbesondere der Onshore-Windkraft – und künftig möglicherweise die Zustimmung zu Elektrolyseanlagen, CO₂-Endlagern bzw. Wasserstoffspeichern könnte sich als größtes Hindernis für den Aufbau einer inländischen Wasserstoffproduktion erweisen.

151 https://www.diw.de/de/diw_01.c.670596.de/differenzverträge_contracts_for_difference.html (abgerufen am 12.4.2021).

Politik und Unternehmen müssen anerkennen, dass sich die Legitimität eines Großvorhabens heute nicht mehr allein mittels Paragrafen bemessen oder gar begründen lässt.¹⁵² Kritiker sollten daher grundsätzlich nicht als Fortschrittsverweigerer diffamiert, sondern mit ihren Anliegen ernst genommen werden. Mit anderen Worten: „Um einen gesellschaftlichen Ausgleich zwischen den Interessen zu finden, müssen Politik und Wirtschaft in einem ersten Schritt zunächst ein Verständnis für die Interessen und Ängste der Bürgerinnen und Bürger entwickeln.“¹⁵³

Vielfach genügt es dabei, die Anlieger möglichst frühzeitig und umfassend über das geplante Projekt zu informieren und Änderungswünsche – soweit dies möglich ist – aufzunehmen. Der sich daraus ergebende größere Zeitbedarf und die zusätzlichen Kosten müssen einkalkuliert werden. Dennoch sollte man sich der Grenzen durchaus bewusst sein: „Bürger zu beteiligen ist kein Allheilmittel. Nie wird man alle Betroffenen von einem Vorhaben überzeugen können. Aber praktische Partizipation vergrößert Handlungsspielräume.“¹⁵⁴

Auch eine finanzielle Kompensation für mögliche negative externe Effekte eines Infrastrukturprojekts kann die Akzeptanz erhöhen.¹⁵⁵ Wird für eine Windanlage in der Nähe eines Wohngebietes eine finanzielle Entschädigung für individuelle Wohlstandseinbußen – vor allem für den Wertverlust der Immobilien – gewährt, wäre diese Kompensationszahlung dann Teil des Erzeugerpreises für Windstrom oder Grünen Wasserstoff. Allerdings ist eine individuelle Internalisierung externer Effekte aufgrund der Probleme einer genauen ökonomischen Bewertung der „Schäden“ nicht immer möglich.

Ein zweiter Einflussfaktor auf die gesellschaftliche Akzeptanz ist die Verteilung der mit dem klimaneutralen Umbau der Gesellschaft verbundenen Zusatzkosten auf die Bürger. Die Verteilungswirkung der CO₂-Bepreisung ist regressiv, d. h. die unteren Einkommensklassen mit einem zwangsläufig höheren Anteil an Energiekosten vom Haushaltseinkommen werden relativ stärker belastet als die Haushalte mit hohen Einkommen. Das allgemeine Preisniveau dürfte durch den Umstieg auf den relativ teuren Grünen Wasserstoff als Energieträger ansteigen. In beiden Fällen muss die Bundesregierung finanz- und steuerpolitische Maßnahmen ergreifen, um diese Verteilungswirkungen zu kompensieren, ohne gleichzeitig die gewünschte Lenkungswirkung zu konterkarieren.

Produktionskosten senken, Preisverzerrungen abbauen, Stromkosten verringern

Um gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen den Energieträgern zu schaffen, ist ein konsistenter regulatorischer Rahmen für fossile und Erneuerbare Energieträger notwendig. Bis dieses politische Ziel umgesetzt wird, sollten zumindest bestehende Preisverzerrungen zwischen den Energieträgern und Technologien soweit wie möglich abgebaut werden. Preisverzerrungen verhindern, dass die Preise die Knappheit von Gütern richtig anzeigen.

Grüner Wasserstoff wird auf absehbare Zeit ein teurer Energieträger und Rohstoff sein. Um seine Wettbewerbsfähigkeit zu steigern, müssten die Produktionskosten stark sinken. Angesichts eines Anteils der Stromkosten von 80 bis 85 Prozent ist dies im Wesentlichen nur über sinkende Kosten der Stromerzeugung sowie eine Entlastung der Stromkosten von Umlagen und Steuern möglich. Die im EEG 2021 dem Grundsatz nach eingeführte Befreiung der Grünen Wasserstoffproduktion von der EEG-Umlage in Höhe von 6,50 Cent je Kilowattstunde auf Strom ist ein erster wichtiger und richtiger Schritt in diese Richtung.

152 RWE (2012), S. 18.

153 Schönauer (2013), S. 2.

154 RWE (2012), S. 19.

155 Agora Energiewende (2018a), S. 33 f.

Allerdings zeichnet sich ab, dass die bis zum 30. Juni 2021 zu erlassende Rechtsverordnung (§93 EEG 2021) die Umlagebefreiung stark eingrenzen könnte. So darf der regenerativ erzeugte Strom für Elektrolyseure wegen des Doppelvermarktungsverbots nicht aus EEG-geförderten Anlagen stammen, wodurch neben wenigen Wasserkraftanlagen nur die aus der Förderung gefallenen Altanlagen als Stromproduzenten zur Verfügung stehen. Zudem ist geplant, die EEG-Umlagebefreiung von Elektrolyseanlagen bis zum Jahr 2024 auf 6.000 Volllaststunden zu beschränken. Ab 2025 soll sie dann auf 4.000 Volllaststunden sinken. Damit könnte der Aufbau der Grünen Wasserstoffwirtschaft wirksam gebremst werden, bevor er Fahrt aufgenommen hat.¹⁵⁶

Richtig ist demgegenüber, sicherzustellen, dass die Wasserstofferzeugung nur dann von der EEG-Umlage befreit ist, wenn die Erzeugung von Grünem Wasserstoff nicht zu einer Verknappung von Erneuerbarem Strom in anderen Sektoren führt. Ansonsten könnte es zu einem Crowding-out kommen, sodass die Nachfrage nach fossil erzeugtem Strom ansteigen würde.¹⁵⁷

Neben der Befreiung von der EEG-Umlage sollte eine Reform der Stromsteuer geprüft werden. Zurzeit beträgt die Stromsteuer 2,05 Cent je Kilowattstunde. Für Erdgas liegt die Steuer mit 0,55 Cent je Kilowattstunde um 1,50 Cent je Kilowattstunde bzw. knapp 75 Prozent niedriger. Um die Gleichbehandlung der Energieträger sicherzustellen, sollten die Steuersätze für Strom und Erdgas zumindest angeglichen werden. Besser noch: Die Stromsteuer wird auf den europarechtlich möglichen Mindeststeuersatz von 0,05 Cent je Kilowattstunde gesenkt. Schließlich könnte eine allgemeine CO₂-Bepreisung an die Stelle der Stromsteuer treten, wodurch regenerativ erzeugter Strom nicht länger belastet wird.

Option Blauer Wasserstoff offenhalten, Entwicklung Türkiser Wasserstoff vorantreiben

Der Fokus der Nationalen Wasserstoffstrategie liegt auf der Produktion und Verwendung von CO₂-freiem Grünem Wasserstoff. Zudem weist der Blaue Wasserstoff das bislang ungelöste Problem der dauerhaften Einlagerung des abgespaltenen CO₂ auf – einschließlich der fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz. Und die Produktion von Türkisem Wasserstoff ist noch vergleichsweise weit von der Markt-reife entfernt.

Dennoch sollte die Option, perspektivisch auch CO₂-armen Blauen und Türkisen Wasserstoff zu nutzen, nicht grundsätzlich verworfen werden. Der Planungszeitraum für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft umfasst 20 bis 30 Jahre. Ein Technologiesprung, der Türkisen Wasserstoff wettbewerbsfähig werden lässt, kann nicht ausgeschlossen werden. Denn solche revolutionären Entwicklungen sind nicht zu prognostizieren. Die Speicherung von abgespaltenem Kohlendioxid in ausländischen Lagerstätten könnte nach dem Jahr 2040 möglich werden. Zudem ist keineswegs gewährleistet, dass der Aufbau der Grünen Wasserstoffwirtschaft wie geplant abläuft oder dass das Importangebot an Grünem Wasserstoff ausreichend groß ist.

In einer jüngst erschienenen Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität sowie der Think Tanks Agora Energiewende und Agora Verkehrswende wird gefordert, dass „auch CCS, also die Abscheidung und Ablagerung von CO₂, eine stärkere Rolle einnehmen“ müsse. Um die Klimaschutzziele zu erreichen, müssten danach im Jahr 2040 bereits 32 Millionen Tonnen CO₂ eingelagert werden, ab 2045 sogar 73 Millionen Tonnen jährlich. Deshalb sei ein beschleunigter Ausbau der CCS-Infrastruktur notwendig.¹⁵⁸ Die Notwendigkeit von CCS besteht unabhängig davon, ob die Klimaschutzziele 2045 oder 2050 erreicht werden sollen.

156 Energate, 18.3.2021; Handelsblatt, 24.3.2021.

157 Energate, 3.2.2021.

158 Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2021), S. 14, 28.

Im Ergebnis könnte es daher notwendig werden, pragmatisch alle Möglichkeiten zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zu nutzen.

Zudem könnte die Nutzung von Blauem Wasserstoff auch unter betriebswirtschaftlichen Aspekten sinnvoll sein, zeigen die Prognosen doch, dass dessen Produktionskosten auch zur Mitte der 2030er Jahre noch niedriger liegen werden als die des Grünen Wasserstoffs. Das Ziel des zügigen Markthochlaufs der Wasserstoffwirtschaft ließe sich mit Blauem Wasserstoff damit leichter verwirklichen.

4.2 Auslandsproduktion

Zur Verwirklichung der NWS ist der Aufbau einer Wasserstoffproduktion im Ausland unumgänglich, da höchstens 30 bis 40 Prozent des deutschen Wasserstoffbedarfs durch die inländische Erzeugung gedeckt werden können. Die Bundesregierung möchte die in der NWS angekündigten Wasserstoffpartnerschaften im Rahmen des „H₂ Global“-Konzepts umsetzen. In dessen Mittelpunkt steht eine Stiftung, die deutsche Konsortien dabei unterstützt, Grünen Wasserstoff im Ausland zu produzieren.

Die Konsortien müssen sich in einem jährlichen Auktionsverfahren durchsetzen; dabei erhalten die Anbieter mit den geringsten Produktionskosten den Zuschlag. Auf der Abnehmerseite werden die Unternehmen berücksichtigt, die bereit sind, den höchsten Preis für den Wasserstoff zu zahlen.

Contracts for Difference (Differenzverträge) sollen die Lücke zwischen den Herstellungskosten des Grünen Wasserstoffs und der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager aus der Industrie schließen. Dadurch werden die Erzeugungskosten subventioniert. Die Förderung durch „H₂ Global“ umfasst – aus beihilfrechtlichen Erwägungen – lediglich den Differenzausgleich. Die Investitionen und Kosten für den operativen Betrieb müssen von den Unternehmen getragen werden. Die Förderung soll sich über zehn Jahre erstrecken.¹⁵⁹ Mit den Instrumenten der Auktion und der Differenzverträge verbunden ist die Erwartung, dass die Lücke zwischen Angebotspreis und Zahlungsbereitschaft der Nachfrager im Zeitablauf immer kleiner wird.

Die ordnungspolitische Ausgestaltung des Konzepts auf der Basis von Auktionen und Differenzverträgen ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Ob die als Anschubfinanzierung diskutierte Fördersumme von einer Milliarde Euro für diesen Zeitraum ausreichend ist, darf allerdings kritisch hinterfragt werden.

Die Bundesregierung sollte unter dem Ziel der Versorgungssicherheit mit einer Vielzahl von Staaten Energiepartnerschaften eingehen, um das „Klumpenrisiko“ einer zu großen Abhängigkeit von nur wenigen Lieferländern zu vermeiden.

Festzuhalten bleibt dennoch: Die Bundesregierung wird ein ausreichend großes ausländisches Angebot an Grünen Wasserstoff auf der Basis von Energiepartnerschaften nicht sicherstellen können. Deutschland ist darauf angewiesen, dass die potenziellen Erzeugerländer aus eigenen ökonomischen Interessen die Wasserstofferzeugung zum Zweck des Exports aufnehmen.

Wie bei der Inlandsproduktion von Wasserstoff sollte zudem beim Wasserstoffimport die Option des Blauen Wasserstoffs nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, verfügen andere Länder doch über Speichermöglichkeiten für das abgespaltene Kohlendioxid. Und zudem ist die gesellschaftliche Akzeptanz für das CCS-Verfahren größer. Auch in der Stellungnahme der Expertenkommission zum achten Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ wird der Einsatz von Blauem und Türkisem Wasserstoff vorü-

¹⁵⁹ Handelsblatt, 18.3.2021.

bergehend als „denkbar“ angesehen, um den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen und Potenziale zur Kostendegression zu nutzen.¹⁶⁰

4.3 Transportinfrastruktur

Während das Thema der Wasserstoffspeicherung politisch umstritten ist, stehen sich hinsichtlich der Frage, wer die Kosten des Aufbaus der Wasserstofftransportinfrastruktur tragen soll, zwei Positionen gegenüber: Die FNB Gas möchten den Aufbau im Rahmen der Regulierung des Erdgasnetzes vornehmen, während die Bundesregierung eine eigenständige Regulierung der Wasserstoffnetze bevorzugt.

Die Bundesnetzagentur hat sich in einem Gutachten mit dieser Problematik beschäftigt, kommt aber auch zu keinem eindeutigen Ergebnis. Der einzuschlagende Weg müsse in „einem gesellschaftlichen, ökonomischen und politischen Diskurs geklärt werden“.¹⁶¹

Aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit, der Effizienz und der Kostenreflexivität müsste der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ausschließlich von deren Nutzern getragen werden – was für die Position der Bundesregierung spricht. Dies könnte in der Anfangsphase jedoch zu prohibitiv hohen Preisen bzw. Entgelten führen, da zu Beginn des Betriebs nur wenige Unternehmen an das Netz angeschlossen sein dürften. Die schnelle Marktentwicklung könnte dadurch gefährdet werden.

Diese prohibitiv hohen Netzentgelte könnten vermieden werden, wenn die Kosten für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur – wie von den FNB Gas vorgeschlagen – gemeinsam mit den Kosten der schon bestehenden Gasinfrastruktur auf alle Gaskunden aus Unternehmen und Privathaushalten verteilt werden könnten. Allerdings würde die damit verbundene Quersubventionierung des Wasserstoffs den Energieträger Erdgas ineffizient hoch belasten.¹⁶²

Da es sich beim klimapolitisch induzierten Aufbau der Wasserstoffwirtschaft um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe handelt, spricht vieles dafür, die damit verbundenen Kosten auf möglichst viele Schultern zu verteilen. Konkret bedeutet dies, das Wasserstoffnetz getrennt vom Erdgasnetz aufzubauen und die Investitionen und den Betrieb in der Anfangsphase durch allgemeine Steuermittel zu subventionieren. Dadurch würden nicht allein die Gaskunden zur Finanzierung der Aufbaukosten herangezogen, sondern alle Steuerzahler. Eine beihilferechtlich umstrittene Quersubventionierung würde vermieden, die Kostentransparenz erhöht – und die Netzentgelte könnten ihre Signalfunktion für einen bedarfsgerechten Ausbau der Wasserstoffnetze und den Rückbau der Erdgasnetze behalten.

Der Markteintritt für neue Wettbewerber würde erleichtert. Die Erdgasnetzbetreiber würden nicht diskriminiert, zumal die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern die Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen ermöglicht.¹⁶³

Die Ausgestaltung der Förderkulisse sollte darauf abzielen, den Subventionsbedarf mit marktisierten Mechanismen, beispielsweise Auktionsverfahren, möglichst gering zu halten. Subventionen sollten degressiv ausgestaltet und zeitlich befristet sein.

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Gesetzesentwurf von Februar 2021 für eine getrennte Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen entschieden. So ist das Wasserstoffnetz nicht Bestandteil des

160 Expertenkommission (2021), S. 36.

161 Bundesnetzagentur (2020), S. 73.

162 Ebenda, S. 73 ff.

163 Energate, 19.3.2021.

Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.¹⁶⁴ Entscheidend für die Ausgestaltung ist jedoch die anstehende EU-Richtlinie, die in nationales Recht umgesetzt werden muss.

4.4 Industrielle Wertschöpfungsketten

Ein wesentliches Ziel der NWS besteht darin, die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu entwickeln: Vom Maschinen- und Anlagenbau über die Energieerzeugung, die Transportinfrastruktur bis zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie, im Verkehrsbereich und im Gebäudesektor.

Der deutsche Maschinen- und Anlagenbau verfügt über eine sehr gute Ausgangsposition, um auch auf den Weltmärkten eine führende Position in den Technologiebereichen Wasserstoff- und Energieerzeugung zu erlangen. Referenzprojekte können die Chancen weiter verbessern.

So wurde im März 2021 eine Wasserstoffkooperation zwischen Deutschland und Saudi-Arabien geschlossen. Dort wird aktuell die größte Wasserstoffproduktionsanlage der Welt gebaut – mit Technologie und finanzieller Unterstützung aus Deutschland.¹⁶⁵ Dennoch sollte vermieden werden, dass die angestrebten internationalen Energiepartnerschaften notwendigerweise mit der Nutzung deutscher Technologie verbunden sein müssen. Das Ziel der Versorgungssicherheit mit Energie und Rohstoffen sollte Priorität gegenüber dem industriepolitischen Ziel der NWS erhalten.

Der schnelle Aufbau der Wasserstoffwirtschaft hängt nicht zuletzt davon ab, dass deutsche Unternehmen, insbesondere in der Industrie, frühzeitig fossile Energieträger und Rohstoffe durch CO₂-freien oder zumindest CO₂-armen Wasserstoff ersetzen. Denn die hohe potenzielle Wasserstoffnachfrage in der Stahl- und Chemieindustrie sowie den Raffinerien kann die Marktexpansion auf der Angebotsseite stark beschleunigen.

Dabei stehen die Industrieunternehmen vor dem Entscheidungsproblem, ob es ökonomisch vielversprechend ist, als „First Mover“ frühzeitig in den Markt einzutreten, um Marktanteile und Pioniergewinne zu erzielen, oder ob es sinnvoll ist, eine abwartende Haltung einzunehmen, da die (internationalen) Erfolgsaussichten der neuen Technologie noch mit Unsicherheit behaftet sind. Das Problem: Je mehr Unternehmen die „Wait-and-See“-Position bevorzugen, desto unsicherer sind die Perspektiven des Technologiewechsels.

Daraus ergibt sich die Frage, wie Unternehmen dazu bewegen werden können, in Grünen Wasserstoff als Energieträger bzw. Rohstoff zu investieren.

Investitionszuschüsse

Der „klassische“ Weg, einen Technologiewechsel zu subventionieren, besteht in Investitionszuschüssen. Für diesen Weg plädiert zum Beispiel der Vorstandsvorsitzende des Stahlherstellers Salzgitter AG, Heinz Jörg Fuhrmann. Die Umstellung der Stahlproduktion mithilfe von Wasserstoff anstelle von Koks würde am Standort Salzgitter rund drei Milliarden Euro kosten. Mehr als 50 Prozent daran sollte nach seinen Vorstellungen die öffentliche Hand übernehmen. Das Hauptargument: Die Investitionen in der

164 Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, 10.2.2021.

165 Handelsblatt, 12.3.2021.

Stahlindustrie haben den größten klimapolitischen Grenznutzen, d. h. die höchste CO₂-Emissionsreduktion je eingesetztem Euro. Die im ersten Schritt benötigte Milliarde Euro würde zu CO₂-Einsparungen in Höhe von zwei Millionen Tonnen im Jahr führen. Im Verkehrssektor würden weit höhere Investitionen notwendig, um die CO₂-Emissionen in gleicher Höhe zu senken. Fuhrmann räumt ein, dass die Produktionskosten klimaneutralen Stahls trotz der Investitionszuschüsse über denen des fossilen Stahls liegen.¹⁶⁶ Grund dafür sind die höheren Betriebskosten. Insgesamt beziffert der Branchenverband Wirtschaftsvereinigung Stahl das Investitionsvolumen auf 30 Milliarden Euro. Selbst dann liegen die Produktionskosten noch 300 Euro je Tonne höher als bei konventionellem Stahl.¹⁶⁷

Die Bundesregierung möchte für den klimafreundlichen Umbau der Stahlindustrie in den Jahren 2022 bis 2024 mindestens fünf Milliarden Euro an Subventionen zur Verfügung stellen. Die nötigen Gesamtinvestitionen für den Umbau zur CO₂-freien Stahlproduktion in Deutschland werden von der Bundesregierung auf 35 Milliarden Euro beziffert. Etwa zehn bis zwölf Milliarden Euro davon könnten aus öffentlichen Finanzmitteln kommen.

Carbon Contracts for Difference (CCfD)

Das Instrument der „Carbon Contracts for Difference“ (CCfD) berücksichtigt nicht nur Investitionskosten, sondern auch mögliche höhere Betriebskosten einer CO₂-neutralen Produktionsweise.

Trotz steigender Preise für CO₂-Zertifikate ist es für Unternehmen noch immer günstiger, mit herkömmlichen fossilen Technologien zu produzieren statt auf der Basis einer teureren, treibhausgasneutralen Technologie, z. B. Wasserstoff. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen höher als der Preis für CO₂-Zertifikate im EU-ETS. Der Staat und das Unternehmen können nun einen CCfD abschließen, der die Differenz zwischen dem Marktpreis für Emissionszertifikate und den CO₂-Vermeidungskosten ausgleicht. Ist der Marktpreis für Emissionszertifikate niedriger als die CO₂-Vermeidungskosten, zahlt der Staat den Differenzbetrag an das Unternehmen aus. Im umgekehrten Fall hat das Unternehmen die Differenz an den Staat zu zahlen. Es handelt sich demnach um einen „2-sided Contract for Difference“.¹⁶⁸

Insbesondere in den energieintensiven Industrien liegen die Vermeidungskosten in vielen Fällen deutlich höher als der Preis für Emissionszertifikate. In diesem Fall sorgen CCfD dafür, dass Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern und Rohstoffen wettbewerbsfähig wird.

Mit CCfD können die tatsächlichen Vermeidungskosten eines Unternehmens und dessen Möglichkeiten, diese am Markt durchzusetzen, berücksichtigt werden. Wenn im Zeitablauf Veränderungen zum Beispiel bei den Preisen für Emissionszertifikate auftreten, können die Differenzzahlungen flexibel angepasst werden.

Überdies erhalten die Unternehmen mit CCfD Investitionssicherheit und Anreize, ihre CO₂-Minderungsziele zu erreichen. Die CCfD können so ein wirksames Instrument sein, um den Markthochlauf von wasserstoffbasierten Produktionsverfahren zu beschleunigen. Zudem könnten CCfD dabei helfen, eine stabile Nachfrage nach Wasserstoff zu schaffen. Somit hätten sie auch eine positive Wirkung auf die Investitionsentscheidungen auf der Angebotsseite.

166 Der Spiegel, 13.3.2021.

167 Handelsblatt, 12.3.2021.

168 https://www.diw.de/de/diw_01.c.670596.de/differenzverträge_contracts_for_difference.html (abgerufen am 12.4.2021).

In der NWS ist ein erstes Programm zum Einsatz von CCfD in Unternehmen der energieintensiven Industrie geplant.

Dauerhafte Subventionierung

Es ist zudem möglich, dass aufgrund der hohen Wasserstoffkosten trotz einer Subventionierung des Technologiewechsels über Investitionszuschüsse und/oder CCfD die internationale Wettbewerbsfähigkeit wichtiger deutscher Industriebranchen nicht hergestellt werden kann. Die Unternehmensberatung BCG macht daher den Vorschlag, besonders CO₂-intensive Branchen – Stahl, Zement, Chemie, Luft- und Schiffsverkehr – dauerhaft zu subventionieren, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Die Branchen ständen für lediglich drei Prozent der gesamtwirtschaftlichen Leistung, verursachten aber „etwa ein Fünftel“ der deutschen Treibhausgasemissionen. Die finanziellen Lasten wären aus Sicht von BCG seitens der öffentlichen Hand tragbar.¹⁶⁹ In diesem Fall würde dem Umweltverträglichkeitsziel Vorrang gegenüber dem Wirtschaftlichkeitsziel eingeräumt. Zu prüfen wäre, ob eine dauerhafte finanzielle Unterstützung beihilferechtlich zulässig ist.

Nachfrage stimulieren

Aufgrund des hohen Preises dürfte der Marktdurchbruch von Erzeugnissen, die auf der Basis von Grünen Wasserstoff produziert wurden, nicht zuletzt von einer staatlichen Stimulierung der Nachfrage abhängen. Die Unsicherheit für Unternehmen, die vor der Entscheidung stehen, ob sie in wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe investieren sollen, könnte zum Beispiel durch Quotenregelungen verringert werden. Eine gesetzliche vorgeschriebene Verwendungsquote von klimaneutral hergestelltem Stahl würde als starkes Signal wirken. Der Anteil des klimaneutral produzierten Stahls könnte im Zeitablauf verpflichtend stetig erhöht werden, wodurch Anbieter und Nachfrager Planungssicherheit erhielten.

Eine weitere Möglichkeit bietet die Umsetzung der zweiten „Renewable Energy Directive“ (RED II) der EU in nationales Recht. Daraus erwüchse die Möglichkeit für Unternehmen, die Verwendung von CO₂-freien, wasserstoffbasierten Treibstoffen und Energieträgern auf die vorgegebene Emissionsminderung im Verkehrssektor und in der Industrie anrechnen zu lassen.

Schließlich sollen laut RED II Herkunfts nachweise für „Gas aus Erneuerbaren“ eingeführt werden, die belegen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde. Dieses Zertifikat soll absatzfördernd wirken.

Ein weiterer Erfolgshebel für die Produktion von E-Fuels besteht in der Anpassung der CO₂-Flottenemissionen. Sobald E-Fuels auf die Ziele der Hersteller angerechnet werden, entsteht eine große Nachfrage nach dieser Minderungsoption, um die Strafzahlungen in Höhe von ca. 500 Euro je Tonne CO₂ zu vermeiden. Gleichzeitig ist über diesen Weg die große Zahl der Bestandsfahrzeuge sowie neuer Plug-In-Hybride erreichbar und somit eine schnelle CO₂-Einsparung.

169 Burchardt/Herhold (2020).

CO₂-Grenzausgleich

Bei der Umsetzung der NWS gilt es, die schwierige Balance zu finden zwischen dem Klimaschutz einerseits und dem betriebswirtschaftlich tragbaren Strukturwandel in deutschen Schlüsselsektoren wie der Automobilindustrie, dem Maschinenbau, der Stahlindustrie und der Chemieindustrie andererseits. Im Kern geht es um das Austarieren des Umweltverträglichkeits- und des Wirtschaftlichkeitsziels.¹⁷⁰

Der Umstieg der einheimischen Industrieunternehmen auf eine wasserstoffbasierte Produktionstechnologie führt zu höheren Erzeugerpreisen im Vergleich zu ausländischen Unternehmen. Dies könnte zu einem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber ausländischen Unternehmen führen, die auf der Basis fossiler Energieträger und Rohstoffe produzieren. Dieses Problem ist nicht neu, da die europäischen Unternehmen schon heute die Kosten der Ersteigerung ihrer CO₂-Zertifikate tragen – wenn ihre Emissionen die Menge der drei zugeteilten Zertifikate überschreiten. Der mögliche Verlust der Wettbewerbsfähigkeit in der Wasserstoffwirtschaft dürfte aber deutlich größer sein.

Um den Nachteil der CO₂-Bepreisung zu kompensieren, plant die EU-Kommission die Einführung eines CO₂-Grenzausgleichs (Carbon Border Adjustment Mechanism). Die Importeure müssen demnach eine dem CO₂-Fußabdruck der eingeführten Produkte entsprechende Menge an CO₂-Zertifikaten erwerben. Um zum Beispiel die Stahlindustrie wirksam zu schützen, müsste der Zertifikat-Preis allerdings deutlich höher liegen als aktuell, denn die CO₂-Vermeidungskosten liegen noch bei 130 bis 260 Euro je Tonne Stahl.

Wichtig für die exportorientierte deutsche Industrie ist ein adäquates Verfahren bei der Ausfuhr: Die Unternehmen müssten beim Export für ihre klimaneutralen Erzeugnisse eine dem CO₂-Fußabdruck vergleichbarer konventionell erzeugter Produkte entsprechende Menge an CO₂-Zertifikaten erhalten, die sie verkaufen könnten. Die Erstattung sollte sich am CO₂-Fußabdruck des effizientesten Produzenten orientieren, damit der Anreiz zur CO₂-Reduktion auch beim Export aufrechterhalten bleibt. Die Abgaben bzw. Erstattungen für den CO₂-Grenzausgleich sollten an die Preise der CO₂-Zertifikate des EU-ETS gekoppelt werden.

Bisher ungelöst sind allerdings zwei Probleme: zum Ersten die Bestimmung des exakten CO₂-Fußabdrucks entlang der gesamten Wertschöpfungskette eines Gutes. Zum Zweiten sind die mit der Einführung des Grenzausgleichs verbundenen handelspolitischen Fragen noch nicht geklärt. Die EU-Handelspartner könnten den Grenzausgleich als eine protektionistische Maßnahme ansehen und dagegen bei der Welthandelsorganisation WTO klagen. Um die WTO-Konformität herzustellen, muss zumindest der Zahlbetrag der Importeure um den Wert der den EU-Binnenproduzenten kostenlos zugeteilten CO₂-Zertifikate verringert werden.

Zudem hat die EU-Kommission jüngst klargestellt, dass Industrien, die vom CO₂-Grenzausgleich profitieren, nicht länger kostenlose CO₂-Zertifikate im Rahmen des EU-ETS erhalten, weil dies als Doppelfinanzierung nicht mit den WTO-Handelsregeln vereinbar sei. Das EU-Parlament hat sich demgegenüber dafür ausgesprochen, energieintensiven Industrien wie Zement, Stahl und Chemie weiterhin kostenlose CO₂-Zertifikate zuzuteilen.¹⁷¹

Um einen Handelskonflikt zu vermeiden, ist eine Einigung mit den wichtigsten Handelspartnern unumgänglich. Ein Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundeswirtschaftsministerium plädiert daher dafür, einen „Klimaclub“ zu gründen, d. h. eine Koalition der wichtigsten Industrieländer, die am meisten zum CO₂-Ausstoß beitragen und die sich auf ein gemeinsames Vorgehen einigen, und einen

170 Grimm/Westphal (2021).

171 <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/brussel-keine-doppelte-co2-entschaedigung-fuer-eu-stahlhersteller/> (abgerufen am 1.4.2021).

einheitlichen Mindestpreis für Kohlendioxid einführen.¹⁷²

Ohne einen Grenzausgleich dürften die deutschen Unternehmen nicht nur Weltmarktanteile verlieren, sondern auch auf dem heimischen Markt unter erheblichen Wettbewerbsdruck geraten.

Das Europäische Parlament hat am 10. März 2021 für die Einführung eines CO₂-Grenzausgleichsmechanismus votiert. Es erwartet, dass die EU-Kommission ihren Gesetzesvorschlag bis Ende Juni 2021 vorlegt.¹⁷³

5 Fazit

Als Antwort auf die eingangs aufgeworfenen Forschungsfragen, welche technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Herausforderungen bei der Transformation der Volkswirtschaft hin zu einer Wasserstoffwirtschaft zu bewältigen sind – und ob die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ausschließlich auf der Basis CO₂-freien Grünen Wasserstoffs aufgebaut werden soll –, bleibt festzuhalten:

Auch bei einer vollständigen Umsetzung der hier aufgeführten Handlungsoptionen bleibt die Verwirklichung der NWS für Jahrzehnte eine große Herausforderung. Auf der Makroebene betrifft dies die Synchronisierung bzw. Koordinierung des Aufbaus der Wasserstoffwirtschaft in den Bereichen Erzeugung, Transport und Anwendung sowie das Austarieren der energiepolitischen Ziele.

Auf der Mikroebene betrifft dies angebotsseitig vor allem den Aufbau ausreichend großer Produktionskapazitäten für Grünen Wasserstoff in Deutschland. Engpass ist dabei nicht der Bau von Elektrolyseuren, sondern der notwendige parallele Ausbau der Erneuerbaren Energien. Insbesondere der Zubau an Onshore-Windkraft trifft auf anhaltenden gesellschaftlichen Widerstand.

Der Import von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern ist notwendig, um den inländischen Bedarf zu decken. Noch ist nicht absehbar, ob das Importangebot ausreichend groß sein wird, zumal viele entwickelte Industriestaaten ebenfalls die klimaneutrale Transformation ihrer Volkswirtschaften planen. Die globale Nachfrage dürfte daher hoch sein, ob die Produktionskapazitäten in den potenziellen Exportländern ausreichen, ist noch unsicher.

Ein ungelöstes Problem auf der Nachfrageseite bleibt die auch perspektivisch fehlende Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Grünem Wasserstoff – unabhängig davon, ob er im Inland oder Ausland produziert wird. Dadurch könnte die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrieunternehmen, die Wasserstoff als Energieträger oder Rohstoff nutzen, auf den Weltmärkten beeinträchtigt werden. Das deutsche „Geschäftsmodell“ – gesamtwirtschaftliches Wachstum auf der Basis einer exportorientierten Industrie – könnte in Gefahr geraten. Alternativ dazu kann der Staat die Nutzung von Wasserstoff – zumindest in der Exportindustrie – für lange Zeit subventionieren. Ob dies vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit der EEG-Umlage gesellschaftlich akzeptiert wird – und beihilferechtlich zulässig ist –, kann an dieser Stelle nicht abschließend bewertet werden.

172 Wissenschaftlicher Beirat (2020).

173 https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0071_DE.html (abgerufen am 30.3.2021).

Durch die Produktion oder zumindest die Nutzung des CO₂-armen Blauen bzw. Türkisen Wasserstoffs als Brückentechnologie würde das Angebot an vergleichsweise kostengünstigem Wasserstoff erhöht, die Flexibilität bei der Produktion und Nutzung vergrößert, die Marktentwicklung mit ihrem Kostendegressionspotenzial beschleunigt und der Subventionsbedarf gegebenenfalls verringert.

Vor diesem Hintergrund ist die Frage nach der Priorisierung der energiepolitischen Ziele, d. h. nach der Rolle von CO₂-freiem Grünem Wasserstoff im Transformationsprozess, berechtigt, könnten doch durch den Einsatz von Blauem und Türkisem Wasserstoff alle drei Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes erreicht werden – das der Umweltverträglichkeit in jedem einzelnen Anwendungsfall zwar in geringerem Maße als mit Grünem Wasserstoff, die Ziele der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit jedoch in größerem Umfang.

In der Summe könnten durch den Einsatz von Blauem und Türkisem Wasserstoff neben Grünem Wasserstoff in der Hochlaufphase sogar mehr Treibhausgase eingespart werden als bei der langsameren Kommerzialisierung ausschließlich auf der Basis von Grünem Wasserstoff.

Von einem schnellen Markthochlauf würde auch der Maschinen- und Anlagenbau profitieren, der mit Referenzprojekten die Technologieführerschaft für Energie- und Wasserstofftechnik auf den internationalen Märkten erlangen könnte. Dieses industriepolitische Ziel der Entwicklung und Produktion von Maschinen und Anlagen entlang der Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft hat sich implizit zu einem weiteren Ziel der „Wasserstoffpolitik“ entwickelt. Hinzu kommt die gesellschaftliche Akzeptanz bzw. die Sozialverträglichkeit, denn ein tiefgreifender Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft ist ohne eine breite Zustimmung der Bevölkerung kaum durchzusetzen. Diese Erweiterung des Zielspektrums macht das Austarieren bzw. Priorisieren der einzelnen Ziele nicht leichter.

Verwendete Quellen und Literatur

Adelphi/Dena/ GIZ/Navigant (2020): Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Kurzanalyse zu ausgewählten Aspekten potenzieller Nicht-EU- Partnerländer.

Agora Energiewende (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

Agora Energiewende (2018a): Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie, Berlin.

Agora Energiewende/Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement.

BCG/Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland.

BCG/VDMA (2020: Grüne Technologien für grünes Geschäft.

Bielmeier, Stefan (2020): Das ist der Stand bei der Wasserstoff-Technologie, Das Investment, 2020; <https://www.dasinvestment.com/welche-farbe-hat-wasserstoff/> (abgerufen am 15.3.2021).

BMF (2020): Deutscher Aufbau- und Resilienzplan, Entwurf.

BMWi (2019): Dialogprozess Gas 2030. Erste Bilanz.

BMWi (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.

Blomberg NEF, 19.11.2020 (Cost of Electrolysis Plants for Hydrogen to Fall 30-50%).

Börsen-Zeitung, 13.3.2021, 20.3.2021.

Brändle, G./Schönfisch, M./Schulte, S. (2020): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, EWI Working Paper, No 20/04, 2020; Excel Tool, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/policy-brief-h2-kosten/> (abgerufen am 3.3.2021).

Bruckner, Th./Kondziella, K. (2019): Sektorenkopplung. Die nächste Stufe der Energiewende, Bonn.

Bukold, St. (2020): Kurzstudie Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads, hrsg. von Greenpeace Energy.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2020): Regulierung von Wasserstoffnetzen. Eine Bestandsaufnahme der Bundesnetzagentur.

Bundesrechnungshof (2021): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität.

Bundesregierung (2019): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung eines Bundesklimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften.

Bundesregierung (2021): Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, 11.5.2021.

Bundesregierung (2019a): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplan 2050.

Bundesverfassungsgericht (BVerfG) (2021): Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021 – 1 BvR 2656/18 -, Rn. 1-270.

Burchardt, J./Herhold P. (2020): Alles auf null. Neun Perspektiven zum Klimaschutz in Deutschland, November.

Caillaud, B./Jullien, B. (2003): Chicken & Egg: Competition among Intermediation Service Providers, in: Rand Journal of Economics 34 (2), S. 309-328.

Chemie Technik, 9.2.2021 (abgerufen am 23.2.2021).

Dena Deutsche Energie-Agentur (2018): Dena-Leitstudie integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios).

Dena Deutsche Energieagentur u. a. (2019): Dialogprozess Gas 2030, Hintergrundpapier.

Der Spiegel, 13.2.2021.

Deutsche Windguard (2021a): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2020.

Deutsche Windguard (2021): Status des Onshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2020.

Deutscher Bundestag (2018): 19. Wahlperiode, Drucksache 19/6891, 21.12.2018: Unterrichtung durch die Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speichergesetzes sowie die Erfahrung zur CCS-Technologie.

Deutschland setzt auf Wasserstoff, in: Rubin 2/2020, S. 52-59.

DLR, Teil 1 (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende, Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung.

DLR, Teil 2 (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende, Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten einer Medaille.

Energate, 28.1.2021, 3.2.2021, 17.2.2021, 18.3.2021, 19.3.2021.

Energy 4.0, 8.9.2020, <https://www.industr.com/de/wir-muessen-den-verlorenen-zubau-der-jahre-bis-nachholen-2525452> (abgerufen am 12.2.2021).

Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes.

Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, 10.2.2021.

European Commission (2020): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.

EWI Energy Research & Scenarios (2017): Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung.

EWI Energy Research & Scenarios/EF.Ruhr (2018): Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2021): Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019, Zusammenfassung.

Exzellenzgespräch Wasserstoff der Fraunhofer Gesellschaft, 3.3.2021.

FNB Gas (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Entwurf.

Forschungszentrum Jülich (2020): Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, Energie & Umwelt, Bd. 499, Jülich.

Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung, 8.11.2020.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, 26.1.2021.

Fraunhofer Gesellschaft (2020): Kompetenz für das Wasserstoffzeitalter, München.

Fraunhofer ISE (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.

Fraunhofer ISE (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen.

Fraunhofer ISI/Fraunhofer ISE (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland.

Frondel, M./Kussel, G./Sommer, St./Vance, C. (2019): Local Cost for Global Benefit: The Case of Wind Turbines.

Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (2019): Hydrogen Roadmap Europe.

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021), Bundesgesetzblatt, Jg. 2020, Teil 1, Nr. 65, 28.12.2020.

Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften, Bundesgesetzblatt, Jg. 2019, Teil I, Nr. 48, 17.12.2019.

Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG), Bundesgesetzblatt, Teil I, Nr. 38, 17.8.2012.

Gierkink, M./Sprenger, T. (2020): EWI-Analyse. Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage.

Greenpeace Energy (2020): Grün oder Blau? Wege in die Wasserstoff-Wirtschaft 2020 bis 2040.

Grimm, V. (2020): Der Green Deal als Chance für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit in Europa: Wasserstoff und synthetische Energieträger, in: ifo Schnelldienst, 73 Jg., H. 6, S. 22–28.

Grimm, V./Westphal, K. (2021): Ein Fokus auf grüne Wasserstoff-Importe kann in die Sackgasse führen. Klimaschutz ist eine Chance, internationale Kooperationen neu auszurichten. Das muss Deutschland mehr beachten, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 23.3.2021.

Hahn, M. (2021): Von Grau zu Grün, in: Neue Energie, H. 1/2021, S. 48-51.

Handelsblatt, 14.1.2021, 15.1.2021, 24.2.2021, 12.3.2021, 17.3.2021, 18.3.2021, 24.3.2021, 6.4.2021, 14.7.2021.

Handelsblatt Online, 8.6.2020, 1.4.2021.

Hilligweg, G. (2018): Grundlagen der deutschen Energiepolitik. Träger, Ziele, Instrumente, Berlin.

IPCC (2018): Special Report on Global Warming of 1.5 °C.

IW Köln, Frontier Economics (2018): Synthetische Energieträger. Perspektiven für die deutsche Wirtschaft und den internationalen Handel, 2018.

Klimakabinett (2019): Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030.

Lichter, J. (2016): Gemeinwohlorientierung versus Kartellaufsicht: Das Beispiel der Wasserwirtschaft. List Forum, Jg. 42, H. 2, S. 131-143.

Ludwig Bölkow Systemtechnik (2020): International Hydrogen Strategies.

Öko-Institut (2020): Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe. Eine Überblicksuntersuchung.

Oliver Wyman (2020): Grüne Welle für den Maschinenbau.

Powernews.org, 10.2.2021.

Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

RWE (2012): Akzeptanz für Großprojekte. Eine Standortbestimmung über Chancen und Grenzen der Bürgerbeteiligung in Deutschland, Essen.

Rubin (2020), H. 2/2020, S. 52-59.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020): Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Umweltgutachten.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse, Stellungnahme, Berlin.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2020): Corona-Krise gemeinsam bewältigen, Resilienz und Wachstum stärken, Jahresgutachten 2020/21, Wiesbaden.

Schönauer, A.-L. (2013): Industrieindlichkeit in Deutschland: Zur Akzeptanz von Großprojekten, in: WISO direkt. Analysen und Konzepte zur Wirtschafts- und Sozialpolitik, Bonn.

Schröder, St. (2021): Keine Barrieren für Umrüstung von Erdgasinfrastruktur aufbauen, in: Energate, 27.1.2021 (abgerufen am 25.2.2021).

Schulte, S./Schönfisch, M./Brändle, G. (2020): Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland. Kostenvergleich von importiertem CO₂-armen Wasserstoff, EWI Policy Brief, November 2020.

Seeliger, A. (2018): Energiepolitik. Einführung in die volkswirtschaftlichen Grundlagen, München.

Stückrad, St. (2020), in: Süddeutsche Zeitung, 15.6.2020.

Ueckerdt, F./Bauer, Ch./Dirnachner, A./Everall, J./Sacchi, R./Luderer, G. (2021): Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation, in: Nature Climate Change, Mai 2021.

Umweltbundesamt (2019): Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen. Auswertung im Rahmen der UBA-Studie „Flächenanalyse Windenergie an Land“, Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt/Öko-Institut (2020): Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 (Kurzbericht), Dessau-Roßlau.

VDI-Nachrichten, 29.1.2021.

Welt am Sonntag, 14.3.2021.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Ein CO₂-Grenzausgleich als Baustein eines Klimaclubs.

Wuppertal Institut/DIW Econ (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung.

Zerres, A. (2021): Quersubventionierung zwischen Erdgas und Wasserstoff ist zu vermeiden, in: Energate, 2.2.2021.

Rechtlicher Hinweis

Die vorstehenden Angaben und Aussagen stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Die verwendeten Daten stammen aus unterschiedlichen Quellen und wurden als korrekt und verlässlich betrachtet, jedoch nicht unabhängig überprüft; ihre Vollständigkeit und Richtigkeit sind nicht garantiert, und es wird keine Haftung für direkte oder indirekte Schäden aus deren Verwendung übernommen, soweit nicht durch grobe Fahrlässigkeit oder vorsätzliches Fehlverhalten unsererseits verursacht.

Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung und ohne Angabe von Gründen geändert werden. Die vorstehenden Aussagen werden lediglich zu Informationszwecken des Auftraggebers gemacht und ohne darüber hinausgehende vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt.

Soweit in vorstehenden Angaben Prognosen oder Erwartungen geäußert oder sonstige zukunftsbezogene Aussagen gemacht werden, können diese Angaben mit bekannten und unbekannten Risiken und Ungewissheiten verbunden sein. Es kann daher zu erheblichen Abweichungen der tatsächlichen Ergebnisse oder Entwicklungen zu den geäußerten Erwartungen kommen. Neben weiteren hier nicht aufgeführten Gründen können sich insbesondere Abweichungen aus der Veränderung der allgemeinen wirtschaftlichen Lage, der Entwicklung der Finanzmärkte und Wechselkurse sowie durch Gesetzesänderungen ergeben.

Das Handelsblatt Research Institute verpflichtet sich nicht, Angaben, Aussagen und Meinungsäußerungen zu aktualisieren.

Es gelten die Allgemeinen Geschäftsbedingungen des Handelsblatt Research Institute.

Handelsblatt Research Institute
Toulouser Allee 27
40211 Düsseldorf
+49 (0)211/887-1100
www.handelsblatt-research.com

Autoren
Dr. Jörg Lichter

Ansprechpartner
Dr. Jörg Lichter
+49 (0)211/887-1565
J.lichter@handelsblattgroup.com

Im Auftrag von UNIPER

© 2021 Handelsblatt Research Institute